

**Juliano Schier**

**Análise Comparativa de Metodologias de  
Alocação de Serviços Ancilares de Reserva  
em Mercados de Energia Elétrica**

Florianópolis

2007

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

# **Análise Comparativa de Metodologias de Alocação de Serviços Ancilares de Reserva em Mercados de Energia Elétrica**

Dissertação submetida à  
Universidade Federal de Santa Catarina  
como parte dos requisitos para a  
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**Juliano Schier**

Florianópolis, julho de 2007.

# **Análise Comparativa de Metodologias de Alocação de Serviços Ancilares de Reserva em Mercados de Energia Elétrica**

**Juliano Schier**

‘Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

---

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph. D.  
Orientador

---

Prof<sup>ª</sup>. Katia Campos de Almeida, Ph. D.  
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

---

Prof<sup>ª</sup>. Andréa Lucia Costa, Dra. Eng.

---

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

---

Prof<sup>ª</sup>. Katia Campos de Almeida, Ph. D.

*À minha mãe Lucia (in memoriam).*

## AGRADECIMENTOS

*Ao professor Antonio Simões Costa, pela orientação, amizade e compreensão durante todo o período de graduação e pós-graduação, permitindo que este trabalho fosse concluído.*

*Ao meu pai Teodoro Schier, a quem sou eternamente grato, pelo exemplo de pessoa, pelo infinito apoio, e sem o qual esta conquista não seria possível.*

*Ao meu irmão Marcio A. Schier, minha cunhada Carina Z. Schier e minha sobrinha Heloisa Schier, pela constante presença e estímulos.*

*Aos amigos que me acompanham nesta jornada, em especial a Fernanda Souza Senna, pela amizade incondicional e cujo apoio foi fundamental.*

*Aos companheiros e amigos do curso de pós-graduação, pelo apoio, alegrias compartilhadas e longas horas de estudo, David G. Takemura, Daniel Tavares, Marcio Lachman, Darlessandro da S. Ribeiro, Luciano M. Coelho, Marcos G. Trigueiros, Cássio F. B. Nonenmacher e em especial a Diana C. D. Lima.*

*Aos professores Jacqueline G. Rolim, Kátia C. de Almeida, Roberto de S. Salgado e Hans H. Zürn, pelos preciosos ensinamentos durante os cursos de graduação e pós-graduação.*

*Aos meus amigos da graduação, Leila Barbosa, Tales Marques de Brito, Sandra H. Nakanishi e Mauricio Ruviano, pelo companheirismo e amizade que perdura até os dias de hoje.*

*A doutora Andréa Lucia Costa, pela fundamental ajuda para a viabilização deste trabalho de dissertação.*

*A doutora Wadaed Uturbey Costa, por ter contribuído pelo meu interesse na área de sistemas de potência durante o período de iniciação científica.*

*A grande amiga Rubia Gruber e meu afilhado Leonardo Ribas, minha segunda família, com os quais sempre pude contar e compartilhar todas as conquistas.*

*As minhas primas Vanea Pscheidt e Vanessa Pscheidt, por todos os momentos de alegrias compartilhadas nos longos anos de convivência e pelo apoio mútuo nos períodos de mudanças e adaptação.*

*Ao engenheiro Victor Hugo P. Hermosilla, pelo voto de confiança e apoio para a conclusão deste trabalho.*

*Aos membros do Labspot, por todo o apoio, amizade e companheirismo durante os anos em que estive vinculado ao laboratório.*

*A CAPES, pelo apoio financeiro no período de dedicação exclusiva.*

*As demais pessoas especiais que me apoiaram de alguma forma, Carlos Aprile (in memoriam), Alessandra Fonseca, Deise Wengrath, e inúmeras outras que não estou citando aqui mas que foram importantes para eu conseguir alcançar meus objetivos.*

**Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica**

**Análise Comparativa de Metodologias de Alocação de Serviços Ancilares de Reserva em Mercados de Energia Elétrica**

**Juliano Schier**

Julho/2007

Orientador: Antonio J. A. Simões Costa, Ph.D.

Área de Concentração: Sistemas de Energia.

Palavras-chave: Serviços Ancilares, Alocação de Reservas Operativas em Sistemas Elétricos de Potência, Leilões em Ambientes Competitivos.

Número de Páginas: 98.

O objetivo desta dissertação é examinar diversos métodos existentes para a alocação ótima dos requisitos dos serviços ancilares de reserva em sistemas de potência, tanto do ponto de vista teórico quanto no que se refere à suas implementações computacionais e propriedades. Considera-se uma estrutura de mercado competitiva, onde os agentes participantes ofertam lances de quantidade e preço. A liquidação é feita através de leilões e os requisitos de cada mercado são estabelecidos pelo operador independente do sistema. Objetiva-se comparar diferentes métodos de liquidação, onde a função objetivo e a forma de remuneração dos agentes selecionados diferem em cada estrutura. São considerados três mercados de reservas operativas qualificadas hierarquicamente: regulação, reserva girante e reserva não-girante. A interação entre os mercados é possível nos algoritmos implementados, quando implicar em menores custos na solução final, desde que respeitando a hierarquia estabelecida. As taxas de rampa para tomada de carga também são consideradas. Especificamente são apresentados três métodos para estabelecer a liquidação dos requisitos de cada mercado de forma ótima: Mínimo Custo Social Revelado, Comprador Racional e Pagamento Conforme a Oferta. Um sistema-teste com seis agentes geradores é utilizado para gerar estudos de casos retratando situações típicas e os resultados correspondentes são analisados no decorrer do trabalho. As análises são feitas considerando um cenário de demanda fixa e também o atendimento a uma curva de demanda baseando-se em uma curva de carga.

**Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirement  
for the degree of Master in Electrical Engineering.**

**Comparative Analysis of Methodologies for Ancillary Service  
Procurement in Electric Energy Operating Reserve**

**Juliano Schier**

July/2007

Advisor: Antonio J. A. Simões Costa, Ph.D.

Area of Concentration: Energy Systems.

Keywords: Ancillary Services, Procurement of Operating Reserve in Electric Power  
Systems, Auction Mechanisms in Competitive Environments.

Number of Pages: 98.

The objective of this work is to examine distinct methods recently proposed for ancillary service procurement in the context of reserves for both regulation and reliable operation of electric power systems. Both theoretical properties and computational implementation of such methods are considered. A competitive market structure is assumed where participants make bids composed of quantity (in MW) and price to the market operator. The reserve market requirements are established by the operator, and markets are cleared through auction mechanisms. Several methods for market clearing are evaluated, where the objective function and the way the participants are remunerated characterize each structure. Three reserve markets are considered, in hierarchical order: regulation, spinning reserve and non-spinning reserve. Interactions between markets are possible whenever that leads to more efficient solutions, respecting the above hierarchical order. Generating unit ramping rates are also taken into account. Specifically, three clearing methods for reserve markets are examined, namely, Minimum Revealed Social Cost, Rational Buyer and Pay-as-Bid. A test system involving six generating agents is employed to carry out typical study cases, whose results are analysed in this thesis. Such studies consider both a fixed demand scenario and the provision of reserves following time-varying reserve requirements which follow a typical daily load curve.

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	Contextualização do Problema.....	1
1.2	Revisão Bibliográfica.....	2
1.3	Contribuições desta Dissertação .....	4
1.4	Organização do Trabalho .....	5
<b>2.</b>	<b>SERVIÇOS ANCILARES DE RESERVA .....</b>	<b>7</b>
2.1	Introdução .....	7
2.2	Reestruturação do Setor Elétrico.....	7
2.3	Serviços Ancilares.....	8
2.4	Reservas Operativas em Sistemas de Potência .....	11
2.4.1	Reservas Operativas para Regulação de Frequência .....	12
2.4.2	Reservas Operativas para Segurança do Sistema .....	13
2.5	Serviços Ancilares de Reserva no Brasil .....	14
2.6	Conclusões .....	16
<b>3.</b>	<b>MECANISMOS PARA ALOCAÇÃO DE RESERVAS OPERATIVAS... 17</b>	
3.1	Introdução .....	17
3.2	Alocação de Reservas Operativas em Ambientes Competitivos .....	17
3.3	Teoria dos Leilões .....	18
3.3.1	Tipos de Leilões .....	19
3.3.2	Problemas Típicos em Leilões.....	21
3.4	Estruturas de Alocação Adotadas .....	23
3.4.1	Método do Mínimo Custo Social Revelado .....	25
3.4.2	Método do Pagamento Conforme a Oferta.....	25
3.4.3	Método do Comprador Racional .....	26
3.5	Conclusões .....	26
<b>4.</b>	<b>MÉTODOS DE MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DECLARADO .....</b>	<b>27</b>
4.1	Introdução .....	27



4.2	Método do Mínimo Custo Social Revelado .....	27
4.3	Método do Pagamento Conforme a Oferta .....	28
4.4	Formulação do Problema .....	29
4.4.1	Função Objetivo .....	31
4.4.2	Restrições de Igualdade .....	31
4.4.3	Restrições de Desigualdade .....	32
4.5	Método de Solução.....	36
4.6	Formas de Remuneração .....	37
4.6.1	Mínimo Custo Social Revelado .....	37
4.6.2	Pagamento Conforme a Oferta .....	38
4.7	Conclusões .....	38
<b>5.</b>	<b>MÉTODO DO COMPRADOR RACIONAL .....</b>	<b>39</b>
5.1	Introdução .....	39
5.2	Considerações sobre o Método .....	39
5.3	Implementação do Algoritmo .....	40
5.3.1	Programação Dinâmica.....	41
5.4	Formulação Matemática.....	44
5.5	Método de Solução.....	46
5.6	Forma de Remuneração .....	53
5.7	Conclusões .....	53
<b>6.</b>	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÕES.....</b>	<b>55</b>
6.1	Introdução .....	55
6.2	Caso 1 - Sistema IEEE de 30 Barras e 6 Geradores com Demanda Fixa .....	55
6.2.1	Cenário A – Caso Base .....	58
6.2.2	Cenário B – Aumento de Demanda de RG .....	60
6.2.3	Cenário C – Tentativa de Reversão de Preços no Mercado de RNG .....	63
6.2.4	Cenário D – Perda do Agente Gerador A .....	66
6.2.5	Cenário E – Análise Pagamento Conforme a Oferta.....	68
6.3	Caso 2 - Sistema IEEE de 30 Barras e 6 Geradores com Curva de Carga.....	70
6.4	Dados das Simulações.....	77

6.5	Conclusões .....	78
7.	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>79</b>
	<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>83</b>
	<b>APÊNDICE B.....</b>	<b>87</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>96</b>

# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Contextualização do Problema

Nos últimos anos os mercados de eletricidade em vários países vêm passando por processos de reestruturação. Empresas que antes eram verticalizadas e responsáveis por todo o processo de produção e suprimento de energia elétrica, estão sendo fragmentadas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. A inserção de competição no setor tem por objetivo aumentar a eficiência e trazer benefícios aos usuários da rede.

As mudanças nos mercados de eletricidade são reflexos da separação do fornecimento de energia elétrica em produto e os serviços a ela associados (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996). Alguns destes serviços são necessários para operação segura e com qualidade de suprimento de sistemas de potência e são denominados serviços ancilares.

Em ambientes reestruturados surge a necessidade de remuneração dos serviços ancilares, visto que existem custos de operação e de oportunidade envolvidos no fornecimento e considerando que os mesmos são essenciais para a rede.

Na maioria dos mercados de eletricidade reestruturados, a administração dos serviços ancilares é de responsabilidade de um operador independente.

Dentre os diversos serviços ancilares destacam-se os requisitos de reservas operativas. Estes serviços têm como função a regulação e manutenção da frequência do sistema dentro dos valores aceitáveis e a garantia da continuidade do atendimento à carga. Para a operação de um sistema elétrico de potência com segurança, quantidades de reservas operativas com diferentes níveis de resposta devem estar disponíveis.

Existem diversas estruturas para a liquidação dos requisitos de reservas operativas considerando um cenário competitivo. A abordagem mais adotada faz uso de leilões onde os agentes participantes oferecem lances de suas capacidades e preços. O interesse em entender e conhecer a aplicação deste tipo de mecanismo no setor elétrico vem impulsionando uma série de

estudos (OREN, 2001; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN e KAMAT, 2002; LIU et al.; 2000; REN e GALIANA, 2004a e 2004b; SILVA, 2005; SILVA, 2001b), pois neste tipo de estrutura podem ocorrer problemas típicos de incentivos entre os agentes participantes.

Definir a melhor estratégia que propicie benefícios mútuos entre operador e agentes geradores é um desafio. Encontrar o equilíbrio entre minimizar o custo de produção dos agentes ou o custo de aquisição das reservas pelo operador independente é um dilema comum na literatura (OREN, 2001; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN e KAMAT, 2002; REN e GALIANA, 2004a e 2004b).

Dentro deste contexto, esta dissertação pretende estruturar as formas compatíveis para a alocação de reservas operativas em ambientes competitivos através da análise de três métodos:

- Método do Mínimo Custo Social Revelado;
- Método do Comprador Racional;
- Método do Pagamento Conforme a Oferta.

Os métodos considerados diferem na forma de remuneração dos agentes ou na função objetivo a ser minimizada e serão descritos e detalhados no decorrer do trabalho.

Através de análises teóricas sobre cada estratégia e aplicações a sistemas-teste sob diferentes cenários, pretende-se analisar as vantagens e desvantagens de cada método sob aspectos técnicos e, na medida do possível, econômicos.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

O estudo de metodologias para o suprimento e quantificação dos serviços ancilares em sistemas de potências são recentes. As primeiras publicações foram impulsionadas pelo processo de desregulamentação dos mercados devido à separação da energia elétrica em produto e serviço e a inserção de competição no setor.

Em 1996, KIRBY e HIRST apresentam uma relação de sete principais serviços ancilares, destacando o impacto do fornecimento destes serviços em ambientes competitivos e a inserção de um operador independente no sistema.

No mesmo ano, ALVARADO (1996), discute a provisão dos serviços ancilares com a desregulamentação do setor elétrico e métodos para a quantificação do valor destes serviços baseando-se na importância do fornecimento e na segurança do sistema.

Em 1998, MA e SUN publicam uma metodologia para liquidação conjunta de energia e serviços ancilares de reservas operativas através de programação linear. Nesta metodologia não há distinção entre os serviços de reserva e a rede elétrica não é considerada.

Em 2000, LIU et al. publicam um artigo apresentando o método do Comprador Racional que minimiza o custo de alocação das reservas pelo operador do sistema. A proposição deste método tinha como objetivo substituir o método sequencial que vinha sendo adotado no mercado da Califórnia após a criação do operador independente, já que diversos problemas estavam ocorrendo e os custos com estes serviços chegavam a 48% do custo total de operação. O principal problema estava relacionado a picos de preços em alguns mercados de reserva, com a necessidade de imposição de tetos de preço pelo governo. Estes problemas impulsionaram mudanças na forma de tratar os serviços ancilares no mercado da Califórnia. O algoritmo do Comprador Racional apresentado em (LIU et al., 2000) calcula todas as possibilidades de alocação com a eliminação de soluções não viáveis.

Em 2001, GUAN et al. apresentam estudo analisando comportamentos colusivos (*gaming*) e picos de preços no mercado de eletricidade da Califórnia. Este estudo foi feito considerando o histórico de lances o comportamento dos agentes daquele mercado.

No mesmo ano OREN (2001), publica artigo mostrando metodologias para seleção e remuneração de serviços ancilares de reserva, analisando eficiência e compatibilidade de incentivos para diferentes estruturas. Neste artigo o autor propõe um método de solução baseado em programação linear para a minimização do custo de produção e utilizando programação dinâmica para a minimização do custo de alocação das reservas.

Em 2002, OREN e KAMAT apresentam, tendo por base o artigo anteriormente citado, um estudo mais elaborado enfatizando aspectos econômicos da solução. Neste trabalho os autores fazem uma revisão bibliográfica sobre a evolução do uso de estruturas de leilões nos mercados de eletricidade. Os autores descrevem que os objetivos das mudanças na forma de tratar a liquidação dos serviços ancilares dependem dos objetivos de cada mercado. Por exemplo, em Nova Iorque o objetivo era reduzir o poder de mercado e na Califórnia promover a eficiência de liquidação devido aos sérios problemas ocorridos.

PAPALEXOPOULOS e SINGH (2001) apresentam artigo onde discutem de forma teórica vários metodologias de liquidação de serviços de reserva operativa via leilões competitivos pelo

operador do sistema. Destacam também problemas comuns nestas estruturas, como reversão de preços, picos de preços e volatilidade nos preços.

Em 2001, KEMPLERER publica estudo sobre aspectos importantes em estruturas de leilões, destacando problemas como colusão, reversão de preços, problemas políticos e poder de mercado. Neste trabalho o autor cita alguns exemplos envolvendo os mercados de eletricidade.

Em 2002, LIU et al. apresentam um novo artigo com resultados do uso do algoritmo citado no artigo de 2000, depois de dois anos de utilização no mercado da Califórnia. Os resultados mostram que, com a utilização do algoritmo proposto em (LIU et al., 2000) foram obtidos ganhos e melhorias significativas na alocação dos serviços ancilares.

Uma comparação entre estratégias de geradores quando remunerados sob forma de pagamento uniforme ou discriminatória é apresentada por REN e GALLIANA (2004a e 2004b) em dois artigos.

VELASCO (2004), apresenta uma metodologia para precificação dos serviços ancilares através da discriminação de todos os custos incorridos no fornecimento destes serviços. Nesta metodologia, premia-se a eficiência e procura-se promover a recuperação dos custos incorridos no fornecimento.

Trabalhos mais recentes tratam do despacho conjunto de reservas e energia. COSTA (2004), apresenta uma formulação de liquidação conjunta de energia e reservas operativas em ambientes desregulamentados. São considerados três mercados distintos de reservas onde a interação entre os mercados é possível visando reduções no custo total de alocação. Neste trabalho, a autora considera também a inserção das taxas de rampa dos geradores para garantir que as quantidades alocadas estejam realmente disponíveis quando necessárias.

Em 2005, REBOURS e KIRSCHEN apresentam um apanhado geral (*survey*) com as definições e especificações dos serviços de reservas operativas nos principais mercados mundiais.

### 1.3 Contribuições desta Dissertação

Uma motivação para a proposta da dissertação é ter uma comparação entre os três tipos de estratégias de leilões multi-produtos citadas para alocação e liquidação de reservas operativas em mercados de energia elétrica. Considera-se que os serviços de reservas são classificados segundo uma hierarquia em que reservas de maior qualidade podem atender mercados de menor qualidade, quando isto for viável e economicamente eficiente.

Uma contribuição da dissertação é apresentar um algoritmo e sua implementação para a resolução do método do Comprador Racional, através da utilização de conceitos de programação dinâmica. Como neste método a função objetivo depende de parâmetros não conhecidos *a priori*, torna-se inviável a utilização de algoritmos clássicos de programação linear e não-linear.

Atualmente no Brasil é de responsabilidade do ONS (Operador Nacional do Sistema) a contratação e administração dos serviços ancilares necessários à operação do SIN – Sistema Interligado Nacional. Os agentes prestadores são remunerados através de contratos de Prestação de Serviços Ancilares. Este trabalho de dissertação pretende contribuir com visões sobre a forma de remuneração dos serviços ancilares de reserva diferentes das aplicadas nos dias atuais no país. Deste modo, procura-se atingir formas mais econômicas e mais competitivas de se efetuar a alocação de tais serviços. Espera-se que o trabalho possa de alguma forma subsidiar os estudos sobre a evolução dos serviços ancilares no Brasil.

## 1.4 Organização do Trabalho

Os demais capítulos que constituem esta dissertação estão organizados como descrito a seguir. No Capítulo 2 serão descritos os serviços ancilares de reserva, mostrando que, com a reestruturação dos mercados de eletricidade e inserção de competição no setor, a correta identificação e remuneração destes serviços se faz necessária. São apresentadas também a caracterização dos tipos de reservas operativas e sua estruturação no Brasil.

Os principais mecanismos que podem ser utilizados para alocação e liquidação dos requisitos de reserva, dando destaque aos leilões em cenários competitivos, são apresentados no Capítulo 3, juntamente com as estruturas adotadas no trabalho de dissertação.

O Capítulo 4 apresenta maiores detalhes sobre os métodos cuja função objetivo minimiza o custo declarado pelos agentes participantes. É apresentada a formulação e proposta de solução para os métodos do Mínimo Custo Social Revelado e Pagamento Conforme a Oferta (*Pay as Bid*). Na sequência, o Capítulo 5 apresenta o método do Comprador Racional, onde a função objetivo representa o custo de aquisição pelo Operador Independente do Sistema.

O Capítulo 6 é composto por resultados de simulações utilizando-se dos algoritmos desenvolvidos. Diversos cenários são analisados considerando pontos discutidos no trabalho para um sistema-teste com 6 agentes geradores e 30 barras.

Por fim , o Capítulo 7 é dedicado às considerações finais, onde serão apresentadas as análises finais do trabalho desenvolvido e as sugestões de continuidade da pesquisa.



## **CAPÍTULO II**

### **2. SERVIÇOS ANCILARES DE RESERVA**

#### **2.1 Introdução**

Este capítulo aborda inicialmente a recente reestruturação dos mercados de energia elétrica e a inserção de competição no setor. Neste contexto, torna-se importante a separação das atividades ligadas ao fornecimento de energia elétrica, caracterizando-as como referentes ao produto propriamente dito ou aos serviços associados. Estas mudanças impulsionaram a correta identificação e remuneração dos chamados Serviços Ancilares do Sistema que são apresentados na Seção 2.3. Destaca-se também a importância dos serviços ancilares para a correta operação e segurança dos sistemas elétricos de potência. Na Seção 2.4 são detalhados os Serviços Ancilares de Reservas Operativas, assunto tratado nesta dissertação. Por fim, na seção 2.5 é mostrada a estrutura destes serviços no Brasil.

#### **2.2 Reestruturação do Setor Elétrico**

No passado a eletricidade era vista como um produto único entregue no ponto de consumo e pelo qual era cobrado uma tarifa única que englobava todos os custos para a disponibilização deste serviço. Os mercados de energia elétrica eram fortemente monopolizados e assumia-se que a eletricidade e sua entrega estavam inevitavelmente interligadas (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996).

A tendência em quebrar com o monopólio existente surge com as mudanças ocorridas nos custos de geração nos anos 80, quando unidades geradoras passaram a ser construídas de forma mais econômica devido aos avanços tecnológicos. Grandes consumidores começam a questionar porque não poderiam escolher de qual agente gostariam de adquirir a energia que necessitavam e até mesmo em construir suas próprias usinas (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996).

Fatores como os citados anteriormente impulsionaram a desverticalização dos mercados de energia elétrica e a separação do fornecimento de eletricidade em produto e serviço (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996; ALVARADO, 1996).

Com a reestruturação do setor elétrico e a desverticalização das empresas de geração, transmissão e distribuição, em vários países do mundo, inclusive no Brasil, os serviços ancilares que sempre foram oferecidos de forma conjunta com o fornecimento de energia elétrica, passam a ser tratados de forma independente. Estes serviços na verdade sempre existiram, porém seu suprimento estava implícito (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996).

Estas mudanças vêm ocorrendo visando aumentar a eficiência e a competitividade, trazendo benefícios tanto para os agentes fornecedores quanto para os consumidores (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996; VELASCO, 2004). Os requisitos para a comercialização destes serviços passam a considerar critérios técnicos e econômicos.

## 2.3 Serviços Ancilares

Em sistemas elétricos de potência vários serviços complementares denominados de Serviços Ancilares são de fundamental importância para garantir a operação da rede com segurança e para assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Na literatura existem diversas definições para caracterizar os serviços ancilares (KIRBY e HISRT, 1996; ALVARADO, 1996; SOUZA e DECKER, 2002; COSTA, 2004). Neste trabalho será adotada a seguinte definição: “Serviços Ancilares representam os recursos e ações executadas em um sistema elétrico de potência que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança na operação e a manutenção da frequência e da tensão em seus valores adequados”.

Estes serviços podem ser caracterizados como necessários ao sistema ou aos usuários da rede e, embora sejam disponibilizados por apenas alguns agentes integrados ao sistema, propiciam e agregam benefícios a todos. Como tais serviços são de extrema importância para a correta operação mas não correspondem a energia propriamente dita, devem ser tratados e remunerados separadamente, devido à inserção de competitividade nos mercados de energia.

A definição de quais os serviços podem ser caracterizados como ancilares do sistema pode variar dependendo da estrutura da rede e das políticas de operação adotadas pelos operadores do sistema. Na literatura diversas classificações são adotadas (KIRBY e HISRT, 1996; ALVARADO,

1996; SOUZA e DECKER, 2002). De forma geral os serviços ancilares podem ser classificados conforme a seguir:

- Regulação primária e secundária de frequência,
- Suporte de reativos,
- Suprimento de perdas,
- Reservas para contingências,
- Capacidade de restauração autônoma (*black-start*).

A importância dos serviços ancilares pode ser destacada pelas características peculiares dos sistemas elétricos, onde é inviável o armazenamento de energia elétrica e o equilíbrio entre carga e demanda deve ser feito em tempo real. Também a necessidade de energia reativa para manutenção dos níveis de tensão faz com que estes serviços sejam de extrema importância.

Todos os fatores técnicos anteriormente citados aliados ao fato de que cada vez mais os órgãos responsáveis estabelecem critérios mínimos a serem atendidos em defesa ao consumidor, implicando em altíssimas multas em decorrência de cortes de carga não programados, fazem com que o estudo de melhorias relacionadas ao suprimento dos serviços ancilares esteja cada vez mais em evidência (VELASCO, 2004).

Os principais provedores dos serviços ancilares são os geradores, no que diz respeito ao controle de tensão e frequência, reserva girante e partida autônoma. Equipamentos como reatores shunt, reatores manobráveis e compensadores síncronos e estáticos para controle de tensão são também utilizados (SIMÕES COSTA, 2006). Outra alternativa que vem sendo muito discutida e aplicada é a participação das cargas em programas onde incentivados os consumidores estão sujeito a cortes previamente estabelecidos para manutenção da segurança e continuidade da rede (UTURBEY, 2002; KIRCHEN e STRBAC, 2004).

Os principais usuários dos serviços ancilares são o operador do sistema, as concessionárias de energia elétrica e o próprio consumidor final através dos benefícios por eles proporcionados.

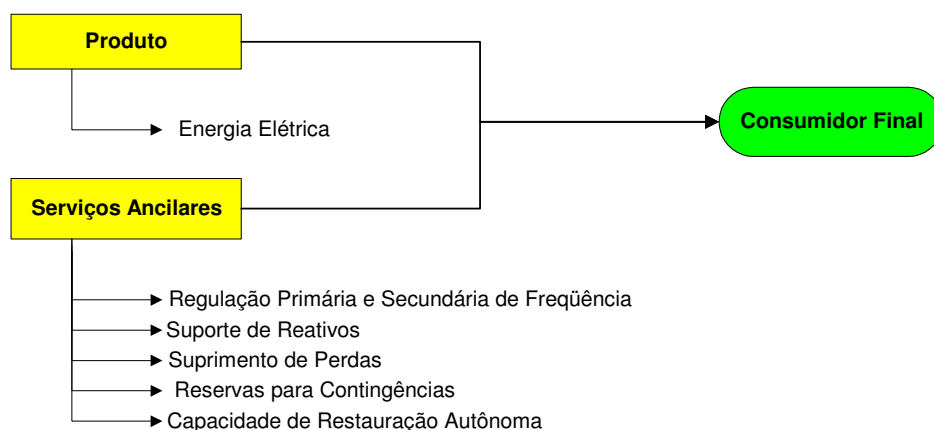
O grau de liberdade para a separação dos serviços ancilares nos dias de hoje ainda depende da estrutura do sistema. Em sistemas de energia elétrica em que a geração é predominantemente hidráulica como no Brasil, o despacho é fortemente influenciado pela distribuição pluvial, aflúências hidráulicas e deplecionamento dos reservatórios das usinas, o que exige centralização do despacho, representando grandes desafios para a implementação de ambientes de mercado

(ARAÚJO, 2006b; VELASCO, 2004). O mesmo ocorre em sistemas verticalizados compostos por empresas detentoras dos segmentos de geração, distribuição e transmissão, que devem ser reestruturadas através da quebra da estrutura vertical para permitir a adequada implementação de ambientes competitivos.

Em modelos reestruturados e competitivos, a prestação de serviços ancilares passa a ser visto pelos agentes do sistema como um novo negócio. Por exemplo, a participação em mercados de alocação de reservas operativas torna-se interessante, pois a ideia de poder receber pela quantidade de potência que não está, por algum outro motivo, sendo realmente despachada, pode vir a cobrir custos de operação, manutenção, etc. (VELASCO, 2004).

As justificativas para a remuneração dos serviços ancilares englobam vários fatores que passam a ser críticos quando considerada a inserção de competitividade no setor, entre eles pode-se destacar: investimentos específicos para o atendimento destes serviços, custos de oportunidade, perda de eficiência e manutenção.

A Figura 2.1 a seguir ilustra a separação entre o bem de consumo energia elétrica e os Serviços Ancilares a ela associados, decorrente da desregulamentação e da inserção de competitividade no setor. A tendência dos mercados é a remuneração de cada serviço ancilar de forma independente. A comercialização pode ocorrer separadamente para todos os usuários ou um subconjunto deles, dependendo do tipo do serviço.



*Figura 2.1 – Separação produto x serviço devido à reestruturação dos sistemas elétricos.*

## 2.4 Reservas Operativas em Sistemas de Potência

Esta dissertação trata especificamente dos serviços ancilares de reservas operativas. Estas reservas têm como função a regulação e manutenção da frequência do sistema dentro dos valores aceitáveis e a garantia da continuidade do atendimento à carga. Correspondem a um serviço ancilar de energia ativa e implicam na alocação de certa quantidade de potência disponível, que pode estar ou não sincronizada à rede. Estas reservas são utilizadas em situações de regulação e emergência, segundo definições do operador do sistema.

As reservas operativas são classificadas hierarquicamente por sua qualidade. Esta classificação leva em conta fatores como tempo de resposta e finalidade de utilização. Tecnicamente, reservas consideradas de maior qualidade podem atender requisitos de reservas de nível inferior quando esta situação for economicamente vantajosa (OREN e KAMAT, 2002; OREN, 2001; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001;).

- *Substitutibilidade:*

A possibilidade de interação entre os mercados citada anteriormente será considerada neste trabalho e definida como substitutibilidade entre os mercados de reserva.

Três tipos de reservas operativas serão consideradas: Regulação, Reserva Girante e Reserva Não-Girante, a serem detalhadas no decorrer deste capítulo. As reservas para Regulação são consideradas de maior qualidade, seguidas pelas Reserva Girante e Não-Girante, respectivamente. Vale ressaltar que esta substituição só pode ocorrer em um único sentido como destacado na Figura 2.2 a seguir:

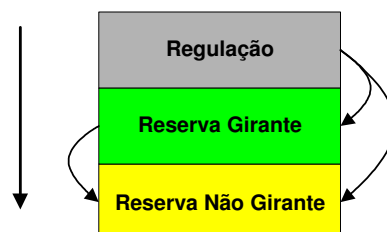


Figura 2.2 – Hierarquia das reservas operativas.

Outra característica importante para a definição das reservas operativas é a consideração das taxas de rampa para tomada de carga das unidades. Este fator deve ser levado em conta na alocação de reservas para garantir que as quantidades alocadas estejam efetivamente disponíveis na prática, quando as reservas operativas forem solicitadas a operar devido a necessidades do sistema.

Teoricamente, um gerador pode participar em todos os níveis de reserva, bem como para o atendimento do mercado de energia. Cabe ao operador do sistema a definição da quantidade de potência necessária para o nível de confiabilidade desejado. Geralmente isto é feito de forma determinística, e tendo por base o histórico de cargas e períodos sazonais e as previsões de comportamento da demanda (VELASCO, 2004).

Os serviços de reservas operativas de potência ativa podem ser divididos em duas categorias:

- Reservas Operativas para Regulação de Frequência;
- Reservas Operativas para Segurança do Sistema.

Nas seções seguintes são detalhadas as características destas reservas.

#### 2.4.1 Reservas Operativas para Regulação de Frequência

As reservas operativas para regulação de frequência, assim como as reservas girantes de segurança do sistema, correspondem à disponibilização de certa quantidade de potência ativa sincronizada à rede, mas que por suas particularidades de utilização são tratadas de forma independente.

As reservas operativas para regulação de frequência são divididas em reserva para regulação primária e regulação secundária. Referem-se à potência utilizada pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras responsáveis pela manutenção do valor da frequência do sistema em resposta às variações sofridas pela carga.

Em sistemas elétricos de potência, devido à impossibilidade do armazenamento de grandes quantidades de energia, o atendimento a carga precisa ser feito em tempo real. Para atender as variações sofridas pela carga, a energia necessária para alimentá-las é retirada inicialmente da energia cinética das massas girantes das unidades, provocando uma queda inicial de frequência (KUNDUR, 1994; SIMÕES COSTA, 2004). Esta ação é definida como controle primário e deve ser disponibilizada por todos os agentes geradores para controle local. No caso de sistemas

interligados as variações de carga provocam também desvios nas potências de intercâmbios entre as áreas que compõem a rede (KUNDUR, 1994; SIMÕES COSTA, 2004).

Para o restabelecimento dos desvios de frequência e intercâmbios do sistema causados pelo controle primário torna-se necessária a ação de um controle automático denominado controle automático de geração (CAG). Diferentemente do controle primário, o CAG não é implementado em todas as unidades geradoras, mas em um número limitado de usinas denominadas participantes do CAG. Este controle objetiva restabelecer a frequência e potência de intercâmbio através da mudança da referência dos reguladores de velocidade dos geradores. Este controle é feito de forma centralizada (KUNDUR, 1994; SIMÕES COSTA, 2004).

As reservas operativas para regulação são consideradas reservas de maior qualidade pois respondem a sinais enviados pelo CAG e devem possuir curto tempo de resposta. Neste trabalho será considerado que as quantidades de reservas para regulação devem estar disponíveis quando solicitadas em no máximo 10 minutos.

A ação do CAG interfere negativamente no despacho econômico das unidades e isto não é aconselhável em ambientes competitivos. Para os agentes participantes do CAG ocorre perda de eficiência pois este controle interfere negativamente do ponto ótimo de operação devido à resposta ao controle primário e secundário (SILVA, 2001a; VELASCO, 2004). Este fato justifica a necessidade de remuneração deste serviço.

#### 2.4.2 Reservas Operativas para Segurança do Sistema

As reservas operativas para segurança do sistema são utilizadas para cobertura da possível saída de operação de uma unidade geradora ou linha de transmissão que altere o despacho devido a mudanças súbitas de carga. A alocação de reservas operativas na rede deve ser tal que consiga cobrir toda a área da rede considerada, sem que isso implique na disponibilização de uma quantidade exorbitante de reserva, de forma a evitar desperdícios (VELASCO, 2004; BORGES, 2005).

A alocação de reservas é um compromisso que deve levar em conta fatores como desempenho e custos. As unidades hidráulicas respondem a mudanças mais rapidamente que unidades térmicas e por este motivo em sistemas hidrotérmicos são geralmente alocadas como reservas operativas e utilizadas para modular a carga. Em contrapartida, os custos de operação das unidades hidráulicas são mais baixos, e pode não ser conveniente deixar de despachá-las para

manutenção de reservas. Outra alternativa é a utilização de unidades de partida rápida, turbina a gás e usinas de armazenamento por bombeamento (reversíveis) (VELASCO, 2004).

As reservas operativas podem ser subdivididas em (OREN, 2001; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001):

- *Reserva Girante* : São reservas de unidades geradoras que estão sincronizadas à rede e operam em um patamar mais baixo que seu limite máximo, ou seja, possuem um montante de potência ainda disponível. Sua função é de prover energia adicional a rede em um curto intervalo de tempo para cobrir perdas e atender mudanças não programadas de carga, garantindo assim a segurança na operação.

Segundo REBOURES (2005b) a variável tempo deve ser removida da definição de reserva girante, pois cada sistema tem suas particularidades e estas características são definidas pelo operador independente.

Costuma-se estabelecer que o tempo máximo necessário para o aumento de potência fornecida é de 10 minutos. Neste trabalho será considerado que as quantidades de reservas girantes alocadas, assim como as de Regulação, devem estar disponíveis em no máximo 10 minutos.

- *Reserva Não-Girante ou Reserva Suplementar*: Caracterizados por montantes de reserva não sincronizadas à rede. Tem como objetivo substituir ou complementar o montante de reserva girante com um tempo de resposta mais longo, geralmente estabelecido em 30 minutos para viabilizar a sincronização. Podem ser compostas por unidade operando a vazio, unidades de partida rápida ou também cargas passíveis de corte.

Neste trabalho será considerado que as quantidades de reservas não-girantes alocadas devem estar disponíveis em no máximo 30 minutos.

## 2.5 Serviços Ancilares de Reserva no Brasil

O módulo 14 dos Procedimentos de Rede para o Sistema Interligado Nacional (ONS, 2003) define como serviços ancilares os controles primário e secundário de frequência, as reservas de prontidão, o suporte de reativos e o auto-restabelecimento das unidades geradoras.



O submódulo 10.8 (ONS, 2001) classifica a composição das reservas operativas no Brasil como:

- Reserva Primária – R1: destinada à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras;
- Reserva Secundária – R2: destinada a recuperar a frequência do sistema para os valores adequados por atuação do CAG, devido a variações da carga;
- Reserva Terciária – R3: destinada a cobrir saídas ou limitações não-programáveis de unidades geradoras;
- Reserva complementar – R4: constituída do acréscimo de potência sincronizada ao sistema, possível de estar disponível num período de até 24 horas.

A Resolução 256 da ANEEL (BRASIL, 2003) estabelece os procedimentos para a prestação dos serviços ancilares de geração e transmissão. Segundo esta Resolução, em seu Artigo 3º, o controle primário de frequência e a reserva de potência primária deverão ser providos por todas as unidades geradoras integrantes do SIN (Sistema Interligado Nacional), sem ônus para os demais agentes e consumidores. Este conceito é comum à maioria dos mercados de energia elétrica e por esta razão este trabalho não contempla a alocação deste tipo de reserva.

Pela regulamentação da ANEEL, somente os provedores de energia reativa para controle de tensão através de unidades geradoras comutáveis para compensadores síncronos deverão celebrar CPSAs (Contrato de Prestação de Serviços Ancilares) com o ONS, e serão remunerados pela Tarifa de Serviços Ancilares – TSA (ANEEL, 2003). Os demais serviços ancilares não exigirão CPSA e serão remunerados segundo as Regras de Comercialização da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). São eles: Controle Primário de Frequência e Reserva de Potência Primária, Controle Secundário de Frequência e Reserva de Potência Secundária, Reserva de Prontidão e a Capacidade de Auto-Restabelecimento das Unidades Geradoras (*Black Start*). Segundo o módulo 6 das regras de comercialização (ANEEL, 2007), as reservas de prontidão serão remuneradas considerando o custo do combustível durante os períodos em que a usina estiver em reserva de prontidão, após confirmação pela ANEEL.

## 2.6 Conclusões

Neste capítulo são abordados os serviços ancilares de reserva que serão considerados nos algoritmos de alocação apresentados nesta dissertação. Mostra-se que estes serviços, em conjunto com os demais serviços ancilares do sistema, são de extrema importância na operação dos sistemas elétricos de potência. As recentes mudanças no setor elétrico, tanto no cenário nacional como mundial, impulsionaram mudanças nas tratativas de fornecimento e remuneração destes serviços. O capítulo também apresenta um breve apanhado geral das definições de reservas operativas no cenário nacional.

## **CAPÍTULO III**

### **3. MECANISMOS PARA ALOCAÇÃO DE RESERVAS OPERATIVAS**

#### **3.1 Introdução**

Neste capítulo, na Seção 3.2, são apresentados alguns modelos de estruturas que podem ser utilizadas para a aquisição dos Serviços Ancilares de Reservas discutidos no Capítulo 2. É mostrado que em ambientes competitivos a abordagem mais adotada baseia-se em leilões onde os agentes participantes fazem lances de suas capacidades e preços. Na Seção 3.3 são abordados alguns conceitos da teoria dos leilões, suas divisões e problemas típicos. Por fim, na Seção 3.4 são apresentadas as estruturas adotadas neste trabalho de dissertação para a implementação dos algoritmos de minimização.

#### **3.2 Alocação de Reservas Operativas em Ambientes Competitivos**

Em Sistemas Elétricos de Potência, diversas metodologias podem ser adotadas para se estabelecer a comercialização e a remuneração de Serviços Ancilares de Reserva. A forma de remuneração dos agentes fornecedores destes serviços leva em conta diferentes critérios. Estas metodologias podem ser classificadas em competitivas e não competitivas.

A aquisição via modelos competitivos surge com a reestruturação dos mercados de energia conforme citado no Capítulo 2. A inserção de competição e desverticalização do setor e a necessidade de separação e remuneração de todos os serviços envolvidos no fornecimento de energia elétrica, entre eles as reservas operativas, exige que sejam corretamente identificados e remunerados de forma justa os fornecedores de tais serviços.

Vale ressaltar que mesmo em ambientes competitivos é necessária à manutenção de uma legislação clara quanto às necessidades e obrigatoriedade de certos serviços, pois a remuneração

dos agentes pela prestação dos mesmos de forma independente não deve estimular uma atitude resistente ao seu fornecimento, já que tais serviços são essenciais ao suprimento de energia elétrica com qualidade e segurança.

Com a desregulamentação dos mercados de eletricidade, uma alternativa que vem sendo muito utilizada para aquisição e precificação de forma justa é a de liquidação dos mercados de energia e reservas operativas por meio de leilões, onde os agentes ofertam lances, geralmente para um operador independente que é responsável pela operação e segurança do sistema (OREN, 2001; PPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN e KAMAT, 2002).

Já para modelos não competitivos, a remuneração dos agentes pode ser feita com base na quantificação de todos os custos envolvidos para a disponibilidade dos mesmos. Correspondem às estruturas verticalizadas, onde geralmente todo o serviço é monopolizado, assim como no antigo modelo dos sistemas elétricos. Esta necessidade também ocorre em sistemas onde a migração entre os modelos ainda está em curso. Neste período de mudanças, a aquisição dos serviços pode ser feita por meio de tarifas, sendo provável a ocorrência de forte intervenção regulatória (VELASCO, 2004).

Nesta dissertação adota-se para análise o modelo competitivo, onde agentes geradores ofertam suas capacidades e preços para a participação nos mercados de reservas operativas. Estas ofertas são tratadas pelo operador independente do sistema que também, estipula as demandas necessárias para cada serviço.

### 3.3 Teoria dos Leilões

Leilões são mecanismos de comercialização cuja principal característica é estabelecer uma dinâmica de transação capaz de conduzir com rapidez à formação de preços de um bem de valor desconhecido. Além disso, a existência de regras claras nos leilões previnem o comportamento desonesto entre os agentes (WOLFSTETTER, 1999).

O precursor na teoria dos Leilões foi W. Vickrey (1961) com a publicação do artigo “Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders”, que é referência em qualquer estudo sobre a teoria dos leilões. Neste artigo o autor analisa os leilões abertos e os leilões de lances fechados, sob a ótica da receita esperada para o vendedor, procurando comparar a receita gerada por cada um desses formatos, bem como caracterizar o “leilão ótimo”, ou seja, aquele que maximiza a receita (ARAÚJO, 2006a).

Vale ressaltar que a teoria dos leilões é um assunto complexo e que neste trabalho são tratadas apenas linhas gerais de interesse ao assunto da dissertação.

### 3.3.1 Tipos de Leilões

Na literatura existem diversas formas de leilões e variações de métodos que podem ser adotadas na estruturação de um leilão. De uma forma geral, os leilões podem ser classificados pelas seguintes características (KLEMPERER, 2004; MASILI et al., 2003; CORREIA et al., 2004):

a) Quando à sua natureza:

- *Leilões de Oferta*: Estrutura onde os participantes do leilão fazem lances de oferta objetivando a venda de algum bem;
- *Leilões de Demanda*: Neste caso, os compradores fazem lances para adquirir um bem que está sendo vendido;
- *Leilões Duplos*: Combinam as duas opções anteriormente citadas, onde existe um agente intermediário entre os compradores e vendedores.

Nos leilões de venda de energia é geralmente utilizado o leilão duplo, onde agentes e compradores interagem. Já o caso de serviços ancilares pode ser enquadrado na categoria leilões de oferta nos quais, incentivados de alguma forma, os agentes geradores oferecem lances para suprir as demandas necessárias para o operador independente (OREN, 2001; SILVA, 2001a).

b) Quanto à forma como os lances são oferecidos:

- *Aberto*: Nos leilões abertos, os lances são realizados sequencialmente, cada um deles melhorando o lance imediatamente anterior. Os lances geralmente são descendentes no leilão de oferta e ascendentes no leilão de demanda. O leilão é encerrado quando nenhum lance é apresentado dentro de um intervalo de tempo pré-estabelecido;
- *Fechado*: Neste caso, os lances são submetidos de forma sigilosa ao agente intermediário, para então se determinar quais são os lances vencedores.

Os leilões fechados tendem a ser menos vulneráveis a manipulação e *comportamentos colusivos* (ver Seção 3.3.2) por parte dos participantes.

Nesta dissertação será considerada uma estrutura onde os agentes ofertam lances de quantidade e preços de reservas diretamente para o operador independente do sistema, enquadrando-se assim como um leilão fechado a ser realizado de forma simultânea para todos os mercados em questão (OREN, 2001; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN e KAMAT, 2002).

c) Quanto à determinação do preço de fechamento (preço de liquidação):

- *Discriminatório*: Este tipo de leilão é também conhecido na literatura como leilão *Yankee* ou *Pay as Bid*, onde cada agente vencedor paga ou recebe o valor de seu próprio lance. Neste caso cada agente selecionado possui um preço de liquidação. Esta estrutura tende a desencorajar a utilização de poder de mercado através de uma maior visibilidade de preços. Estruturas deste tipo são utilizadas na Inglaterra e País de Gales.
- *Uniforme*: Neste caso os agentes vencedores são pagos com o mesmo preço, independente dos valores de seus lances. Esta estrutura encoraja os agentes a fazerem lances com valores próximos ao seus custos de produção. Isto é explicado pelo fato que, tendo seus lances aceitos, os agentes podem obter um benefício referente à diferença entre o valor de seu lances e o preço de fechamento. Esta metodologia tende a promover a eficiência em leilões com vários participantes compradores e vendedores.

No contexto desta dissertação as duas estruturas, tanto com pagamento discriminatório quanto uniforme, serão analisadas. Na Seção 3.4 serão apresentadas as estruturas adotadas no trabalho.

Por fim, ainda se considera que os leilões podem acontecer de forma *simultânea* ou *seqüencial*. Os leilões aplicados de forma seqüencial são ideais para aplicações onde cada comprador e/ou vendedor não tem interesse em participar de mais de um mercado (KLEMPERER, 2004). Este tipo de estrutura pode apresentar problemas como dificuldade de implementação e o risco de cooperação entre os participantes. É utilizada no *National Electricity Market* (NEM) da Austrália (MASILI et al., 2003).

Considerando um ambiente hipotético onde os agentes não tem interesses financeiros, a alocação dos serviços de reserva poderia ser feita por leilões seqüenciais onde cada categoria de reserva seria alocada e os lances não utilizados seriam novamente oferecidos para as outras categorias (*rollover*).

Entretanto, em ambientes competitivos este tipo de estratégia cria sérios problemas de incentivos e gera resultados que não correspondem à solução ótima (OREN, 2001; OREN e KAMAT, 2002). Neste caso a *reversão de preços* (ver Seção 3.3.2) entre os mercados é fortemente incentivada.

Os leilões gerenciados de forma simultânea, onde todos os mercados são liquidados ao mesmo tempo, são mais flexíveis e permitem a incorporação de recursos como a substitutibilidade, já mencionada no Capítulo 2.

### 3.3.2 Problemas Típicos em Leilões

- Reversão de Preços

Uma característica peculiar e de extrema relevância no que diz respeito à alocação de reservas operativas é a possibilidade de inserir a substitutibilidade na solução do problema. Conforme já citado, em um ambiente hipotético sem interesses financeiros esta interação entre os mercados ocorreria normalmente em leilões seqüenciais.

Na prática, este tipo de estrutura gera reversão de preços e reservas de menor qualidade são supervalorizadas.

Quando reservas de menor qualidade tem seu preço de liquidação maior que reservas de maior qualidade, fica caracterizada a *reversão de preços*. A literatura relata a ocorrência de sérios problemas deste tipo no mercado da Califórnia (OREN, 2001).

A reversão de preços acontece quando os agentes podem prever o comportamento do mercado e ocultar suas reservas de maior qualidade, caso vislumbrem a possibilidade de obter maiores lucros se sua participação ocorrer em outro mercado.

- Colusão (*collusion*)

Outro aspecto importante que deve ser considerado na estruturação de leilões é a prevenção contra comportamentos colusivos e predatórios e contra a imposição de barreira à entrada para novos participantes (COSTALONGA, 2003).

Um *comportamento colusivo* é caracterizado quando os participantes, em comum acordo, fazem explícita ou tacitamente acordos para tirarem o maior proveito para si, seja aumentando o preço das ofertas, seja mantendo-as no preço mínimo, pela ótica dos vendedores e dos

compradores, respectivamente. É uma espécie de cartel entre empresas rivais para obtenção de lucros mútuos. Este tipo de comportamento é ilegal, mas muitas vezes difícil de ser comprovado pelos órgãos reguladores.

- Poder de mercado

Outro tópico importante na estruturação de uma leilão diz respeito a consideração da concorrência. Segundo HUNT e SHUTTLEWORTH (1996), (apud MATSUDO, 2001) o poder de mercado é caracterizado quando existe a possibilidade de um agente dispor do controle de uma grande parte do mercado, podendo elevar os preços e mantê-los altos. Caracteriza-se também quando agentes potenciais são mantidos fora do mercado devido a barreiras à sua entrada, impostas pelos detentores de poder de mercado.

Em empresas do setor elétrico, especialmente em ambientes predominantemente hidráulicos como no Brasil, não deve ser desconsiderada a possibilidade de ocorrência de concentração de mercado. Para tanto, o órgão regulador deve estar atento e estabelecer mecanismos que impeçam isto (COSTALONGA, 2003).

- Picos de preço (*price spikes*)

Em leilões como os de compra de energia e serviços ancilares, os agentes com poder de mercado podem ter um comportamento tático para elevar o preço de liquidação de determinado mercado. Segundo GUAN et al. (2001), num ambiente competitivo perfeito onde nenhum participante individual tem poder de mercado e os lances de cada agente são próximos ao seu custo marginal, picos de preço só ocorreriam no caso em que a demanda fosse maior que a oferta.

Foram observados vários problemas relacionados a picos de preços no mercado da Califórnia (OREN, 2001) onde houve a necessidade do estabelecimento de preços máximos (*price caps*) através da intervenção de órgãos reguladores.

Através dos problemas mencionados anteriormente, observa-se que a imposição de regras claras e bem definidas são de extrema importância na estruturação de um leilão.

Em leilões simultâneos, existem diversas alternativas para caracterizar como os lances vencedores serão alocados e como será feita a remuneração de cada agente selecionado. Estas



estruturas influenciam diretamente o desempenho do leilão e a compatibilidade de interesses entre operador e agentes geradores (a chamada *compatibilidade de incentivos* (VARIAN, 1992)), encorajando os agentes a refletirem em suas ofertas seus verdadeiros custos de operação. Este é o principal desafio para o operador independente.

A tendência é que sejam adotadas estruturas híbridas com mecanismos de mercado competitivos, porém obedecendo certa regulamentação para evitar problemas de abusos econômicos e comportamentos colusivos. Pode haver a necessidade do estabelecimento de preços máximos conforme situações já ocorridas e relatadas na literatura, onde reservas de qualidade inferior atingiram preços atipicamente altos (OREN e KAMAT, 2002).

### 3.4 Estruturas de Alocação Adotadas

Como já foi mencionado, existem inúmeras alternativas para a estruturação de leilões de multi-produtos visando atender ao mercado de energia e serviços ancilares. O problema pode ser abordado sob o aspecto de liquidação conjunta de energia e reserva (COSTA, 2004; COSTA e SIMÕES COSTA, 2004), ou de forma sequencial, primeiramente atendendo a energia e posteriormente os requisitos de reserva. Neste trabalho, será considerada a estrutura onde se supõe que o mercado de energia já foi atendido e as quantidades necessárias de reservas operativas precisam ser alocadas pelo operador do sistema.

Diferentes graus de liberdade podem ser utilizados para definir a estrutura a ser utilizada em um processo de otimização de alocação de reservas, considerando o cenário em questão. A seguir são apresentadas as variações que podem ser adotadas (PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN, 2001; OREN e KAMAT, 2002).

#### a) Seleção da função objetivo:

- *Mínimo custo declarado pelos agentes envolvidos:* Neste caso, minimiza-se o custo de produção calculado a partir das ofertas de preço declaradas pelos agentes. Se for considerada uma estrutura com forma de remuneração uniforme, espera-se que este custo se aproxime do real custo de produção (OREN, 2001).
- *Mínimo custo de alocação pelo operador do sistema:* Neste caso minimiza-se o custo total de aquisição das reservas por parte do operador independente. Como não se sabe a

priori o preço de liquidação de cada mercado de reserva operativa, faz-se necessário um processo de busca sistemática.

Encontrar o equilíbrio entre o mínimo custo social, através do custo de produção declarado pelos agentes participantes do mercado e o custo de alocação pelo operador do sistema é um desafio muito discutido na literatura (OREN, 2001; OREN e KAMAT, 2002; REN e GALIANA, 2004; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001).

b) Regra de liquidação, indicando quanto cada ofertante selecionado vai receber por seus lances aceitos:

- *Preço uniforme baseado no tipo de lance (substituição de demanda):* O agente é remunerado com base no preço de liquidação do mercado em que fez o lance, mesmo se seu lance foi aceito para atender a outro mercado. Uma maneira de implementar este esquema uniforme é através do uso do conceito de custo marginal.
- *Preço uniforme baseado no uso (substituição de produto):* Neste caso o agente é remunerado com base no mercado em que sua oferta foi aceita. Se uma parcela de seu lance de maior qualidade atende a um mercado de menor qualidade, isto indica que tal parcela não foi competitiva ou necessária no mercado de maior qualidade. Considerando que não há alteração nos valores dos lances então, se no mercado de menor qualidade sua parcela foi competitiva, isto implica que o preço de liquidação do mercado de menor qualidade tem custo marginal igual ou maior que o anterior. O agente será remunerado com dois preços de liquidação diferentes, um para cada um dos mercados para os quais ele é chamado a participar. Este esquema equivale a um leilão sequencial onde os lances não aceitos são novamente ofertados no próximo leilão. Como esta situação é vulnerável a reversão de preços, esta regra de liquidação não é indicada (OREN, 2001).
- *Pagamento conforme oferta (pay as bid):* Estrutura onde cada agente é remunerado conforme seu lance. Esta estrutura será tratada com mais detalhes no Capítulo 4.

A escolha da função objetivo e a regra de liquidação são de grande importância para a análise do desempenho da estrutura de um leilão. É através dela que se analisa a compatibilidade de incentivos para um determinado cenário (KLEMPERER, 2004; OREN, 2001; OREN e KAMAT, 2002). Assim, por exemplo, formas de remuneração com preços uniformes incentivam os agentes que não exercem poder de mercado a ofertar os seus verdadeiros custos de operação.

Diversos autores vêm relacionando as vantagens e desvantagens de diversas estruturas e qual tipo de minimização traz maiores benefícios (PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN, 2001; REN e GALIANA, 2004a).

As estruturas adotadas nesta dissertação, a serem detalhadas nos Capítulos 4 e 5, são baseadas em OREN (2001) e brevemente discutidas a seguir:

### 3.4.1 Método do Mínimo Custo Social Revelado

O objetivo deste método é obter melhor eficiência através da minimização do custo de produção. Este método será tratado no Capítulo 4 e é caracterizado por:

- Função Objetivo: Minimização dos valores de custo declarados pelos agentes que neste caso (e em consequência da regra de remuneração descrita abaixo) devem refletir o custo de produção. Portanto, este critério busca minimizar o custo social.
- Regra de remuneração: Os agentes selecionados recebem pelo preço de liquidação do mercado em que fizeram o lance, não importando se o lance foi utilizado para atender reservas de menor qualidade.

### 3.4.2 Método do Pagamento Conforme a Oferta

Com uma forma de remuneração discriminatória, esta estrutura vem sendo utilizada objetivando evitar comportamento colusivos por parte dos agentes. Será tratada com mais detalhes no Capítulo 4, e sua estrutura é definida por:

- Função Objetivo: Minimização dos valores de custos declarados pelos agentes que neste caso, devido a regra de remuneração que será descrita em seguida, não representa necessariamente o custo de produção e em consequência não minimiza o custo social.
- Regra de remuneração: Os agentes selecionados recebem pelas quantidades aceitas o valor do seu próprio lance. Por este motivo este método é conhecido como *pay as bid*.

### 3.4.3 Método do Comprador Racional

Estrutura que prioriza a minimização de custos pelo operador e não a eficiência energética, como os métodos anteriores. Será tratada com maiores detalhes no Capítulo 5, e tem as seguintes função objetivo e forma de remuneração:

- Função Objetivo: Minimização do custo de alocação das reservas operativas por parte do operador independente.
- Regra de remuneração: Assim como no método do mínimo custo social, neste caso os agentes selecionados recebem pelo preço de liquidação do mercado em que fizeram o lance, não importando se o lance foi utilizado para atender reservas de menor qualidade.

## 3.5 Conclusões

Neste capítulo são abordadas as possíveis estruturas de alocação de Serviços Ancilares de Reserva em mercados de energia elétrica. Mostra-se que em cenários competitivos, considerados nesta dissertação, a maneira mais eficiente de alocação é por meio de leilões. Alguns conceitos associados à teoria dos leilões são abordados, juntamente com a classificação dos leilões e problemas típicos encontrados neste esquema de alocação. Os modelos que serão adotados nos algoritmos desenvolvidos, a serem detalhados nos capítulos subseqüentes, também são brevemente apresentados.

## CAPÍTULO IV

### 4. MÉTODOS DE MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DECLARADO

#### 4.1 Introdução

Neste capítulo são abordados os métodos do Mínimo Custo Social Revelado e Pagamento Conforme a Oferta que minimizam o custo declarado pelos agentes geradores no processo de alocação de reservas operativas. Será mostrado que o diferencial de cada método é a forma de remuneração dos agentes selecionados no processo de otimização. Esta alteração no processo de remuneração influencia diretamente no comportamento dos participantes do leilão. Nas seções 4.2 e 4.3 são detalhadas as características de cada método e a forma de remuneração dos agentes selecionados. Por fim, nas seções 4.4, 4.5 e 4.6 são apresentadas a implementação do algoritmo, a formulação matemática e o método de solução adotados, respectivamente, que são comuns para os dois métodos.

#### 4.2 Método do Mínimo Custo Social Revelado

Considerando uma estrutura onde os agentes geradores que participam dos leilões para o atendimento dos requisitos de reservas operativas não possuem poder de mercado e são remunerados pelo preço uniforme de liquidação de cada mercado, espera-se que o equilíbrio entre os ofertantes e consumidores seja alcançado quando os agentes declaram seus custos reais e também suas verdadeiras capacidades.

Se lances com valores acima de seu verdadeiro custo de produção são ofertados, reduz-se a probabilidade de seleção do agente, que pode não ser selecionado em situações em que teria contabilizado algum lucro. Da mesma forma, não há vantagem em se ofertar valores abaixo de seu verdadeiro custo, embora isto aumente a probabilidade de seleção e não altere o valor recebido. Se o valor da demanda do serviço for menor que o valor ofertado, o agente contabilizará perdas em cada transação que participa (OREN, 2001).

Seguindo o raciocínio citado anteriormente, pode-se dizer que minimizar o custo de produção dos geradores equivale a minimizar o custo social em ambientes em que existe compatibilidade de incentivos. Os agentes são encorajados a declarar seus verdadeiros custos e capacidades, evitando o problema da reversão de preços (OREN e KAMAT, 2002).

A reversão de preços, como citado no Capítulo 3, pode ocorrer quando existem incentivos para os agentes não revelarem a verdadeira qualidade de suas reservas, visando a obtenção de maiores lucros se sua participação ocorrer em outro mercado.

No método do Mínimo Custo Social Revelado o estímulo para a obtenção de compatibilidade de incentivos ocorre devido ao tipo de remuneração feita, que se baseia no preço marginal de cada mercado.

A estrutura deste método apresenta várias vantagens como:

- Viabilidade das quantidades necessárias na solução;
- Flexibilidade de ofertar em vários mercados diferentes sem o risco de venda acima da capacidade;
- Robustez à reversão de preços.

Vale ressaltar que sérios problemas podem ocorrer se forem considerados agentes que detenham poder de mercado e que portanto, podem fazer lances estratégicos para aumentar o preço de liquidação de um mercado específico.

### 4.3 Método do Pagamento Conforme a Oferta

As discrepâncias de eficiência entre se minimizar o custo social ou o custo de aquisição pelo operador independente é um dilema muito discutido na literatura (OREN, 2001; PAPAEXOPOULOS e SINGH, 2001; MOUNT, 2001). No método do Pagamento Conforme a Oferta (*Pay as Bid*) este dilema é extinto considerando que estes valores se tornam iguais, pois os agentes são remunerados com base no seu próprio lance.

Nesta estratégia, as ofertas devem ser maiores que os custos de produção para garantir a obtenção de lucros, pois neste caso não existem incentivos para declarar o verdadeiro custo marginal. A tendência é que, se esta estrutura for usada de forma repetitiva, os agentes consigam prever o comportamento dos resultados e assim quantificar seu possível lucro (PAPAEXOPOULOS e SINGH, 2001), o que vem a ser um ponto negativo deste método.

Como pontos positivos podem ser destacados:

- O problema de reversão de preços desaparece;
- Picos de preços (*price spikes*) são evitados, visto que cada agente selecionado vai receber pelo valor que declara.

No método do Pagamento Conforme a Oferta os agentes não são incentivados a ocultar a verdadeira qualidade de suas reservas visando obtenção de lucros em outros mercados (PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001). Nesta estratégia os próprios agentes participantes absorvem certa quantidade de risco e os preços vão apresentar menos volatilidade. No método de remuneração do preço marginal discutido na Seção 4.2 toda essa volatilidade é refletida no preço de liquidação do mercado (OREN, 2001).

#### 4.4 Formulação do Problema

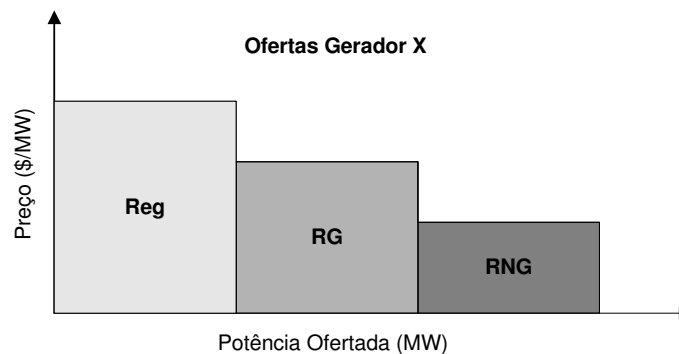
A formulação do problema de minimização do custo revelado pelos agentes participantes do leilão pode ser feita como um problema de programação linear (PL) com restrições de igualdade e desigualdade. A formulação permite que lances para uma determinada reserva atendam não somente aquele mercado, mas também mercados de menor qualidade quando esta situação resultar em menores custos totais conforme apresentado no Capítulo 2. Esta interação deve respeitar a hierarquia apresentada Figura 2.2. A inserção das restrições de tomada de carga também é considerada.

O algoritmo proposto neste trabalho é uma adaptação do programa desenvolvido e utilizado na tese de doutorado de COSTA (2004), que apresenta uma metodologia de alocação conjunta de energia e reservas operativas. Para a adaptação, foram excluídas as parcelas que representam o despacho de energia.

Serão considerados os três mercados de reservas operativas citados nos Capítulos 2 e 3, e os mesmos serão identificados pelos seguintes índices:

- 1 – Regulação (Reg);
- 2 – Reserva Girante (RG);
- 3 – Reserva Não-Girante (RNG).

É considerado um ambiente competitivo onde os agentes participantes ofertam seus lances declarando suas capacidades, preços e restrições operacionais para o operador do sistema. O mesmo agente pode participar dos três mercados de reservas. Considera-se que os lances são do tipo ofertas em bandas com preços constantes (COSTA, 2004). A Figura 4.1 ilustra o padrão esperado de lances de um gerador qualquer X que participa de todos os mercados.



*Figura 4.1 – Padrão de lance esperado para um gerador X.*

A seguir será apresentada a formulação matemática do problema. Esta formulação permite obter a alocação ótima de reservas operativas para os três mercados, considerando um cenário de demanda fixa ou um cenário de demanda variável representando o atendimento a uma curva de carga. Este tipo de análise se torna interessante em estruturas de mercados que programam a operação para o dia seguinte.

Se for considerada a possibilidade de atendimento a vários intervalos de tempo, a formulação ainda permite, alterando-se alguns parâmetros que serão detalhados em seguida, o acoplamento dos intervalos. Neste caso a alocação de um intervalo leva em conta a quantidade alocada no intervalo anterior.

De forma genérica o problema consiste em:

Minimizar a função objetivo que representa o custo revelado pelos agentes

Sujeito a:

-Restrições de igualdade: (atendimento da demanda especificada para cada mercado)

-Restrições de desigualdade: (atendimento aos valores máximos alocáveis considerando limites operativos e taxas de rampa)



#### 4.4.1 Função Objetivo

A função objetivo que minimiza o custo declarado por  $ng$  agentes geradores, representando o custo de produção no método do Mínimo Custo Social Revelado e também o valor a ser pago aos agentes no método do Pagamento Conforme a Oferta, é apresentada a seguir:

$$\underset{R_{ij}}{\text{Min}} \sum_{t=1}^{nt} \beta_1^T R_{11}^t + \beta_2^T R_{22}^t + \beta_3^T R_{33}^t + \beta_1^T R_{12}^t + \beta_1^T R_{13}^t + \beta_2^T R_{23}^t \quad (4.1)$$

onde:

$nt$  : número de intervalos de tempo;

$\beta_i$  : vetor ( $ng \times I$ ) dos preços de oferta de reserva para o mercado  $i$  de cada gerador;

$R_{ij}^t$  : vetor ( $ng \times I$ ) com o montante de reserva alocada de cada gerador ofertada para o mercado  $i$  e aceita no mercado  $j$ .

#### 4.4.2 Restrições de Igualdade

Para garantir que a demanda de cada mercado seja atendida, incluindo as quantidades alocadas devido à substitutibilidade entre os mercados, as seguintes restrições de igualdade devem ser respeitadas:

$$\left. \begin{aligned} D_1^t - e^T R_{11}^t &= 0 \\ D_2^t - e^T R_{22}^t - e^T R_{12}^t &= 0 \\ D_3^t - e^T R_{33}^t - e^T R_{13}^t - e^T R_{23}^t &= 0 \end{aligned} \right\} \quad t = 1, \dots, nt \quad \begin{matrix} (4.1a) \\ (4.1b) \\ (4.1c) \end{matrix}$$

onde:

$D_i^t$  : demanda de potência para o mercado de reserva  $i$  no intervalo  $t$ ;

$e$  : vetor unitário de dimensão  $(ng \times I)$ ;

$R_{ij}^t$  : vetor  $(ng \times I)$  com o montante de reserva alocada de cada gerador ofertada para o mercado  $i$  e aceita no mercado  $j$ .

#### 4.4.3 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade são utilizadas visando garantir que o valor alocado por cada agente esteja dentro do valor máximo por ele ofertado e também respeite a sua taxa de tomada de carga.

$$\left. \begin{aligned} R_{11}^t + R_{12}^t + R_{13}^t &\leq R_1^{ofer} \\ R_{22}^t + R_{23}^t &\leq R_2^{ofer} \\ 0 \leq R_{ij}^t &\leq R_i^{ofer} \end{aligned} \right\} \quad t = 1, \dots, nt \quad \begin{aligned} (4.1d) \\ (4.1e) \\ (4.1f) \end{aligned}$$

$$R_{ij}^{ofer} \leq \tau_i . rr^+ \} \text{ para } t=1 \quad (4.1g)$$

$$\left. \begin{aligned} M_{int} R^{total} &\leq \tau . rr^+_{total} \\ -M_{int} R^{total} &\leq \tau . rr^-_{total} \end{aligned} \right\} \quad \text{para } t>1 \quad \begin{aligned} (4.1h) \\ (4.1i) \end{aligned}$$

onde:

$R_{ij}$  : vetor  $(ng \times I)$  com o montante de reserva alocada de cada gerador ofertada para o mercado  $i$  e aceita no mercado  $j$ ;

$R_i^{ofer}$  : vetor  $(ng \times I)$  com o montante de reserva ofertada por cada gerador para o mercado  $i$ ;

$\tau_i$  : tempo de resposta para o mercado  $i$ ;

$rr^+$  : vetor  $(ng \times I)$  com as taxas de rampa para tomada de carga dos geradores;

$M_{int}$ : matriz  $[(nt-1).3.ng \times nt.6.ng]$  que representa a inclusão das taxas de rampa e acoplamento entre intervalos;

Definindo:

$R^{subs}$ : vetor  $(6.ng \times 1)$  que reúne os valores de reserva alocadas de cada gerador em cada mercado na seguinte seqüência:  $R_{11}, R_{12}, R_{13}, R_{22}, R_{23}$  e  $R_{33}$ .

$R^{subs} = [R_{11, Ger1} \ R_{11, Ger2} \dots R_{11, Ger\ ng} \ R_{12, Ger1} \ R_{12, Ger2} \dots R_{12, Ger\ ng} \dots R_{33, Ger1} \ R_{33, Ger2} \dots R_{33, Ger\ ng}]$ ;

$R^{total}$ : vetor  $(nt.6.ng \times 1)$  que reúne todos os vetores  $R^{subs}$  para todos os intervalos de tempo  
 $R^{total} = [R^{subs(t=1)} \ R^{subs(t=2)} \dots R^{subs(t=nt)}]$ ;

$rr^+_{total}$ : vetor  $[(nt-1).3.ng \times 1]$  com os valores das taxas de rampa para tomada de carga dos geradores para o atendimento dos três mercados em todos os intervalos de tempo;

$rr^-_{total}$ : vetor  $[(nt-1).3.ng \times 1]$  com os valores das taxas de rampa para decréscimo de carga dos geradores para o atendimento dos três mercados em todos os intervalos de tempo;

$\tau_{total}$ : vetor  $[(nt-1).3.ng \times 1]$  com os valores de tempo de resposta para o atendimento dos três mercados em todos os intervalos de tempo.

*Inclusão das taxas de rampa:*

Conforme apresentado anteriormente, considerando-se apenas um intervalo de tempo com demanda fixa, os valores de  $R_i^{ofer}$  são limitados pelas taxas de tomada de carga declaradas pelos agentes na equação (4.1g).

Para o caso de vários intervalos de tempo passam a valer também as restrições (4.1h) e (4.1i).

A matriz  $M_{int}$  é definida de forma que reúne as restrições de tomada de carga para cada gerador e também pode acoplar os intervalos de tempo adjacentes. A seguir, nos itens (a) e (b) são apresentadas as duas situações possíveis de formação da matriz  $M_{int}$ , que depende da estrutura que está sendo simulada.

Definindo:

$$A_{TC} = \begin{bmatrix} I_{ng} & I_{ng} & I_{ng} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_{ng} & I_{ng} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I_{ng} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

- a) “ $nt$ ” intervalos de tempo para atendimento a um cenário de demanda variável sem acoplamento:

Neste caso a matriz  $M_{int}$  é definida por:

$$M_{int} = \begin{bmatrix} 0 & A_{TC} & & & \\ & 0 & A_{TC} & & \\ & & 0 & A_{TC} & \cdot \\ & & & \cdot & \cdot \\ & & & 0 & A_{TC} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Nesta situação, apenas as restrições (4.1g) e (4.1h) são consideradas pelo algoritmo. A restrição (4.1h) passa a ser representada por:

$$\begin{bmatrix} 0 & A_{TC} & & & \\ & 0 & A_{TC} & & \\ & & 0 & A_{TC} & \cdot \\ & & & \cdot & \cdot \\ & & & 0 & A_{TC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R^{subs(t=1)} \\ R^{subs(t=2)} \\ R^{subs(t=3)} \\ \cdot \\ R^{subs(t=nt)} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \tau_{total} \cdot rr^+_{total} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Desenvolvendo os termos apresentados em (4.4), verifica-se o atendimento das restrições de tomada de carga para  $t=2, 3, \dots, nt$ ; conforme citado em (4.1h).

As equações (4.1g) e (4.1h) garantem portanto, o atendimento dos requisitos de tomada de carga dos geradores, satisfazendo as equações apresentadas em (4.5) em todos os intervalos de tempo.

$$\left. \begin{aligned} R_{11}^t + R_{12}^t + R_{13}^t &\leq \tau_1 \cdot rr^+ \\ R_{22}^t + R_{23}^t &\leq \tau_2 \cdot rr^+ \\ R_{33}^t &\leq \tau_3 \cdot rr^+ \end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

- b) “ $nt$ ” intervalos para atendimento a um cenário de demanda variável com acoplamento entre os intervalos:

Neste caso as restrições a matriz  $M_{int}$  é definida por:

$$M_{int} = \begin{bmatrix} -A_{TC} & A_{TC} & & & \\ & -A_{TC} & A_{TC} & & \\ & & -A_{TC} & A_{TC} & \\ & & & -A_{TC} & A_{TC} \\ & & & & -A_{TC} & A_{TC} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Neste caso, o algoritmo considera as restrições (4.1g), (4.1h) e (4.1i).

As restrições (4.1h) e (4.1i) passam a ser representadas por (4.7) e (4.8), respectivamente.

$$\begin{bmatrix} -A_{TC} & A_{TC} & & & \\ & -A_{TC} & A_{TC} & & \\ & & -A_{TC} & A_{TC} & \\ & & & -A_{TC} & A_{TC} \\ & & & & -A_{TC} & A_{TC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R^{subs,t=1} \\ R^{subs,t=2} \\ R^{subs,t=3} \\ \vdots \\ R^{subs,t=nt} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \tau_{total} \cdot rr^+_{total} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$\begin{bmatrix} A_{TC} & -A_{TC} & & & \\ & A_{TC} & -A_{TC} & & \\ & & A_{TC} & -A_{TC} & \\ & & & A_{TC} & -A_{TC} \\ & & & & A_{TC} & -A_{TC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R^{subs,t=1} \\ R^{subs,t=2} \\ R^{subs,t=3} \\ \vdots \\ R^{subs,t=nt} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \tau_{total} \cdot rr^-_{total} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Desenvolvendo os termos apresentados em (4.7) e (4.8), verifica-se o atendimento das taxas de rampa para  $t=2, 3, \dots, nt$ ; conforme citado em (4.1h) e (4.1i).

As equações (4.1g), (4.1h) e (4.1i) garantem portanto, o atendimento dos requisitos para tomada e decréscimo de carga dos geradores através do acoplamento entre os intervalos adjacentes, satisfazendo as equações apresentadas em (4.9) em todos os intervalos de tempo.

$$\begin{aligned}
(R_{11}^{t-1} + R_{12}^{t-1} + R_{13}^{t-1}) - \tau_1 \cdot rr^- &\leq R_{11}^t + R_{12}^t + R_{13}^t \leq (R_{11}^{t-1} + R_{12}^{t-1} + R_{13}^{t-1}) + \tau_1 \cdot rr^+ \\
(R_{22}^{t-1} + R_{23}^{t-1}) - \tau_2 \cdot rr^- &\leq R_{22}^t + R_{23}^t \leq (R_{22}^{t-1} + R_{23}^{t-1}) + \tau_2 \cdot rr^+ \\
(R_{33}^{t-1}) - \tau_3 \cdot rr^- &\leq R_{33}^t \leq (R_{33}^{t-1}) + \tau_3 \cdot rr^+
\end{aligned} \tag{4.9}$$

Objetivando facilitar o entendimento destas restrições, no Apêndice A é apresentado um exemplo de formulação das restrições de desigualdade (4.4), (4.7) e (4.8), considerando 2 agentes geradores e 3 intervalos de tempo.

## 4.5 Método de Solução

Para a solução do problema foi utilizada a formulação primal-dual de pontos interiores.

O primeiro método de pontos interiores para programação linear foi desenvolvido por Karmarkar em 1984 e depois disto diversos trabalhos mostraram que variações deste método apresentavam desempenho computacional superior ao método simplex, no caso de programação linear (OLIVEIRA e SOARES FILHO, 2003). O método atualmente é aplicado especialmente para problemas de programação linear e não-linear de grande porte.

Metodologias de pontos interiores têm sido empregadas como instrumento de otimização na área de sistemas de potência desde fim da década de 80. Seu principal atrativo diz respeito à robustez numérica e rápida convergência. A versão Primal-Dual é a mais empregada em programação linear e quadrática pelo fato de apresentar desempenho computacional superior a outras metodologias (GRANVILLE, 1994).

O método primal-dual de pontos interiores é desenvolvido através da introdução de variáveis de folga nas restrições de desigualdade. Aplica-se então o método de Newton às condições de otimalidade com relaxação das condições de complementaridade através do emprego de um parâmetro  $\mu$ , sendo  $\mu > 0$ . Este parâmetro deve tender a zero na solução do processo iterativo (CASTRONUOVO, 2001). O método parte de um ponto estritamente interior e não permite que as variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange de desigualdade se tornem negativos.

## 4.6 Formas de Remuneração

### 4.6.1 Mínimo Custo Social Revelado

A definição do preço de liquidação de cada mercado, ou seja, quanto cada ofertante selecionado vai receber pelos lances aceitos, está diretamente associada à compatibilidade de incentivos da estrutura considerada.

Para o método do Mínimo Custo Social Revelado, os multiplicadores de Lagrange das restrições de igualdade representam os preços marginais para os mercados de reservas. Portanto, os preços marginais não são simplesmente os valores do mais alto lance aceito em cada mercado, já que refletem a sensibilidade do custo a variações de demanda na solução. Estes preços refletem o verdadeiro custo das reserva e servem como incentivo nas estruturas de mercado.

Em (COSTA, 2004), foram apresentadas e demonstradas as seguintes afirmações referentes aos preços marginais dos mercados de reserva, considerando a formulação apresentada e adotada na Seção 4.4:

- I) Os preços marginais de um dado mercado de reserva refletem as ofertas marginais de reserva e as interações entre os mercados de serviços ancilares, incluindo custos de oportunidade quando uma oferta é competitiva em um mercado mas é necessária para cobrir a demanda em outro mercado;
- II) Quando reservas de maior qualidade são vendidas para atender os requisitos de reservas de menor qualidade, os preços marginais serão iguais para os mercados envolvidos nesta interação.

As afirmações I e II confirmam que os valores de liquidação de cada mercado não estão necessariamente associados ao valor do mais alto lance aceito em cada mercado pois são obtidos através do processo de otimização. Quando ocorre substitutibilidade os preços marginais entre os mercados envolvidos se tornam iguais. No Capítulo 6 serão apresentados resultados de simulações onde estes aspectos serão novamente abordados.

#### 4.6.2 Pagamento Conforme a Oferta

O processo de otimização é o mesmo adotado no método do Mínimo Custo Social Revelado, alterando apenas a forma de remuneração dos agentes selecionados. Neste caso é minimizado o custo declarado e paga-se a cada ofertante aceito no leilão o seu próprio lance declarado (OREN, 2001; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN e KAMAT, 2002).

Neste caso os multiplicadores de Lagrange obtidos via processo de otimização não são utilizados como incentivo para a quantificação do valor das reservas, pois não representam o preço de mercado.

No Capítulo 6 serão apresentados resultados de simulações utilizando-se desta forma de remuneração.

Vale ressaltar que com esta metodologia não existem incentivos para os agentes declararem valores próximos ao seu verdadeiro custo marginal.

#### 4.7 Conclusões

Neste capítulo são abordados os métodos de Mínimo Custo Social Revelado e Remuneração Conforme a Oferta (*Pay as Bid*) para a obtenção da alocação ótima de reservas operativas. Mostra-se que o processo de otimização é igual nos dois métodos, alterando-se porém a forma de remuneração dos agentes selecionados. O algoritmo adotado foi apresentado em conjunto com a formulação matemática e a solução é obtida através do método primal dual de pontos interiores. No Capítulo 6 serão apresentados resultados de simulações de casos comparando estes métodos e o método do Comprador Racional, que será apresentado no Capítulo 5.



## CAPÍTULO V

### 5. MÉTODO DO COMPRADOR RACIONAL

#### 5.1 Introdução

Este capítulo aborda o método do Comprador Racional, no qual a função objetivo a ser minimizada é representada pelo custo de alocação das reservas operativas pelo Operador Independente do Sistema. Na Seção 5.2 são apresentadas as principais considerações sobre o método. Em seguida, a Seção 5.3 aborda a implementação do algoritmo, na qual técnicas de programação dinâmica são utilizadas. A formulação matemática e o método de solução são apresentados respectivamente nas Seções 5.4 e 5.5. Por fim, a seção 5.6 discute a forma de remuneração adotada para este método, sendo que os preços de liquidação são ajustados no mais alto lance aceito em cada mercado.

#### 5.2 Considerações sobre o Método

Conforme já citado, a intenção deste método é minimizar o custo de alocação das reservas, ao contrário dos outros métodos apresentados no Capítulo 4, onde se minimiza o custo de produção dos agentes geradores. Neste método, a alocação das quantidades para todos os mercados também é feita de forma simultânea e considera a possibilidade da substitutibilidade entre as reservas.

A implementação de um algoritmo eficiente e prático para a solução do método é um desafio, pois a função objetivo depende dos valores dos preços de liquidação de mercado, que não são conhecidos *a priori*, conforme será descrito no decorrer do trabalho.

O método do Comprador Racional foi implementado inicialmente pelo operador da Califórnia em 1999, tendo apresentado ganhos significativos em relação ao custo global de alocação de reservas (LIU et al., 2000).

O algoritmo é baseado numa busca exaustiva com todas as combinações possíveis de preços de liquidação de cada mercado. Este número é finito, considerando que o número de lances é finito e que o preço de liquidação final será correspondente a um dos valores dos lances feito pelos agentes (LIU et al., 2000; OREN, 2001).

Quando se utiliza este critério de minimização, a regra para a formação do preço de liquidação dos mercados pode variar. A alternativa mais adotada na literatura (OREN, 2001; PAPALEXOPOULOS e SINGH, 2001; OREN e KAMAT, 2002) e que também será considerada neste trabalho é a de remuneração uniforme, na qual o preço de liquidação para cada mercado é ajustado no mais alto lance aceito naquele mercado. Na Seção 5.6 maiores detalhes sobre a regra de remuneração serão apresentados em comparação aos métodos apresentados no Capítulo 4.

### 5.3 Implementação do Algoritmo

A proposta deste trabalho consiste na análise das vantagens e desvantagens deste método quando comparado a métodos que minimizam o custo declarado apresentados no Capítulo 4. Um algoritmo que resolve o problema do Comprador Racional é proposto considerando, assim como nos métodos já apresentados, a possibilidade de substitutibilidade entre as reservas e também a inserção das restrições de tomada de carga. A solução ótima pode ser encontrada tendo por base um cenário fixo ou considerando uma curva de demanda com os requisitos necessários de reservas operativas.

O algoritmo proposto foi formulado objetivando minimizar o esforço computacional e criar uma sistemática de análise com base em conceitos de programação dinâmica, devido as características combinatoriais do método. Esta filosofia está presente no trabalho de OREN (2001).

É utilizada uma estrutura de Programação Dinâmica Progressiva (PDP) onde o número de estágios é igual ao número de mercados de reserva considerados (OREN, 2001).

A seguir serão apresentados alguns conceitos da teoria de programação dinâmica utilizados na implementação do algoritmo.

### 5.3.1 Programação Dinâmica

A teoria da Programação Dinâmica (PD) é aplicada para a resolução de problemas de tomada de decisão em processos de múltiplos estágios. Nos problemas ou processos decisórios de múltiplos estágios, estipula-se uma seqüência de decisões que maximiza ou minimiza uma função objetivo previamente definida (ARDUINO, 1972; ALMEIDA e SALGADO, 2006).

As dificuldades que ocorrem na resolução de problemas de programação dinâmica relacionam-se com as decisões que envolvem um ambiente com incertezas ou então com situações onde o número de alternativas é muito grande.

Técnicas de programação dinâmica são utilizadas para obter uma seqüência ótima de soluções sem a necessidade de análise de todas as seqüências possíveis. A Programação Dinâmica trabalha com subsoluções que certamente não farão parte da solução ótima do problema. Utilizando este princípio, técnicas de PD reduzem o esforço computacional e criam uma sistemática de análise através de um mecanismo que elimina resultados que não pertencem ao conjunto de candidatos ao ponto ótimo. Ela é aplicável a uma grande variedade de problemas práticos, como alocação de recursos, estoque e substituição de equipamentos, teoria de controle automático, projetos diversos, teoria dos jogos, etc. (ARDUINO, 1972; WOOD e WOLLENBERG, 1996; ALMEIDA e SALGADO, 2006).

De forma geral, técnicas de PD são aplicadas em situações em que se deve tomar uma seqüência de decisões que leve um estado inicial a um estado final, e se deseja saber qual a seqüência ótima que otimiza algum critério. O famoso problema da viagem (*Stagecoach Problem*) é um dos problemas clássicos descritos na literatura da aplicação de programação dinâmica (ARDUINO, 1972; WOOD e WOLLENBERG, 1996).

A proposta para a solução do problema apresentado nesta dissertação considera a busca da solução utilizando-se Programação Dinâmica Progressiva (PDP) com uma etapa retroativa para recuperar o caminho de menor custo. Baseia-se no princípio da otimalidade de Bellman descrito a seguir (WOOD e WOLLENBERG, 1996):

“Uma estratégia é ótima se, em qualquer estágio, quaisquer que sejam as decisões precedentes, as decisões a serem ainda tomadas constituem-se em uma estratégia ótima quando os resultados das decisões anteriores são incluídos.”

A seguir são apresentados elementos genéricos aplicados na maioria dos problemas de programação dinâmica (ARDUINO, 1972; WOOD e WOLLENBERG, 1996; ALMEIDA e SALGADO, 2006).

- *Estágio*: Variável discreta  $k$  que determina a ordem em que ocorrem as modificações no sistema, sendo:

- $k = 0, 1, 2, \dots, N$ , onde  $N$ : número de estágios;
- $K = \{0, 1, 2, \dots, N\}$
- $K' = \{0, 1, 2, \dots, N-1\}$

- *Estado*: Variável  $x$  que descreve completamente o sistema num dado estágio. Para indicar que o estado  $x$  ocorreu no estágio  $k$ , ele será denotado por  $x(k)$ ;
- *Decisão*: É uma variável  $u$  que, aplicada ao sistema quando ele se encontra no estado  $x(k)$ , influencia o estado em que o sistema se encontrará no estágio seguinte,  $k+1$ . A variável de decisão será denotada por  $u(k)$ , para indicar o estágio em que ela foi aplicada;
- *Conjunto de estados viáveis*: É o conjunto dos estados existentes num dado estágio  $k$ ,  $X(k)$ . O número de elementos de  $X(k)$  é sempre finito;
- *Conjunto de decisões admissíveis*: Denotado por  $U(x,k)$ . É um conjunto das decisões que podem atuar sobre o sistema quando ele se encontra no estágio  $k$  e no estado  $x \in X(k)$ . O número de elementos de  $U(x,k)$  é sempre finito;
- *Equação recursiva do sistema*: É uma equação que descreve a relação entre o estado num dado estágio, a decisão então aplicada e o novo estado resultante:

$$f : (x(k), u(k), k) \rightarrow f(x(k), u(k), k) = x(k+1);$$

- *Custo elementar*: Custo  $l$  devido à atuação da decisão admissível  $u$  ao sistema quando este se encontra no estágio  $k$  e no estado viável  $x$ ;
- *Estado inicial*: É o estado em que se encontra o sistema no estágio inicial  $k=0$ . Esse estado é único;
- *Política admissível aplicada a*  $\bar{x} = x(k_0) \in X(k_0), k_0 \in K'$ :

É uma seqüência de decisões  $\{u(k)\}_{k_0}^{N-1} = \{u(k_0), u(k_0+1), \dots, u(N-1)\}$  tal que, se definirmos  $x(k+1) = f(x(k), u(k), k)$ ,  $k = k_0, k_0+1, \dots, N-1$  então

$$(a) \ u(k) \in U(x(k), k), \quad k = k_0, k_0+1, \dots, N-1$$

(b)  $x(k) \in X(k), k = k_0 + 1, k_0 + 2, \dots, N$  ;

Ao conjunto de políticas admissíveis em  $\bar{x} = x(k_0)$  denota-se  $\Omega(\bar{x}, k_0)$ .

- *Trajectoria:*

A trajetória gerada por uma política admissível em  $\bar{x} = x(k_0)$  é o conjunto dos pontos  $(k, x(k))$ , onde  $k = k_0, k_0 + 1, \dots, N$  e  $x(k+1) = f(x(k), u(k), k), k = k_0, k_0 + 1, \dots, N-1$  ;

- *Crítério:* É a função  $J : (x(k_0), \{u(k)\}_{k_0}^{N-1}, k_0) \rightarrow \sum_{k=k_0}^{N-1} l(x(k), u(k), k)$ , onde:

$$\{u(k)\}_{k_0}^{N-1} \in \Omega(x(k_0), k_0) \text{ e } x(k+1) = f(x(k), u(k), k), k = k_0, k_0 + 1, \dots, N-1 ;$$

- *Alvo:* É o conjunto  $X(N)$ . Ao contrário do que ocorre com o estado inicial, o alvo pode ser constituído por mais de um estado viável;

- *Problema de Programação Dinâmica:*

Encontrar, se existir, uma política admissível  $\left\{ \hat{u}(k) \right\}_0^{N-1}$  que, aplicada a  $x(0)$ , leva o sistema ao estágio N, otimizando (minimizando ou maximizando) o valor da função critério, ou seja:

$$J(x(0), \left\{ \hat{u}(k) \right\}_0^{N-1}, 0) = \min_{\left\{ \hat{u}(k) \right\}_0^{N-1} \in \Omega(x(0), 0)} J(x(0), \{u(k)\}_0^{N-1}, 0)$$

A teoria científica da programação dinâmica, baseada em cálculo de variações é complexa. Entretanto, suas aplicações são simples a partir do momento em que o problema é expresso nos moldes de PD. As duas principais dificuldades são identificar um dado problema como sendo de PD e formulá-lo (WOOD e WOLLENBERG, 1996).

Não existe um algoritmo geral capaz de resolver todos os problemas de programação dinâmica. Cada problema tem as suas características e peculiaridades que requerem um programa específico para resolvê-lo. Entretanto, sabendo-se que um problema pode ser resolvido por PD e identificando-se seus elementos (estágios, decisões, estados, etc.) a preparação de um algoritmo

para resolvê-lo e bastante simples, pois na sua essência, os algoritmos de PD não diferem muito entre si (ARDUINO, 1972; ALMEIDA e SALGADO, 2006).

## 5.4 Formulação Matemática

A formulação do problema de minimização do custo de alocação de  $NR$  Serviços Ancilares de Reserva pelo método do Comprador Racional é mostrada a seguir:

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{R_i} \sum_{t=1}^{nt} \left( \sum_{i=1}^{NR} \lambda_i^t (R_i^t) \times R_i^t \right) \\ & \text{s.a.} \end{aligned} \quad (5.1)$$

$$\left. \begin{aligned} R_1^t &\geq D_1^t \\ R_1^t + R_2^t &\geq D_1^t + D_2^t \\ &\cdot \\ &\cdot \\ &\cdot \\ R_1^t + R_2^t + \dots + R_{NR-1}^t &\geq D_1^t + D_2^t + \dots + D_{NR-1}^t \\ R_1^t + R_2^t + \dots + R_{NR}^t &= D_1^t + D_2^t + \dots + D_{NR}^t \end{aligned} \right\} \quad t = 1, \dots, nt \quad (5.1a)$$

Onde:

$R_i^t$ : quantidade de potência alocada referente ao mercado de reserva  $i$  no intervalo  $t$ ;

$nt$ : número de intervalos de tempo;

$i$ : índice que indica o mercado de reserva;

$NR$ : número de mercados de reserva;

$\lambda_i^t$ : preço de liquidação do mercado  $i$  no intervalo  $t$ ;

obs: este valor é função da variável  $R_i^t$

$D_i^t$ : demanda de potência para o mercado de reserva  $i$  no intervalo  $t$ .

A forma de análise para o atendimento às taxas de rampa dos geradores segue a mesma filosofia definida e apresentada na seção 4.4.3 do Capítulo 4, embora o processo de solução seja

diferente, pois no método do Comprador Racional a solução é obtida através de uma busca sistemática.

$$R_{ij}^{ofer} \leq \tau_i . rr^+ \} \text{ para } t=1 \quad (5.1b)$$

$$\left. \begin{array}{l} M_{int} R^{total} \leq \tau . rr^+_{total} \\ -M_{int} R^{total} \leq \tau . rr^-_{total} \end{array} \right\} \text{ para } t>1 ; \quad (5.1c)$$

onde:

$R_i^{ofer}$ : vetor ( $ng \times 1$ ) com o montante de reserva ofertada por cada gerador para o mercado  $i$ ;

$\tau_i$ : tempo de resposta para o mercado  $i$ ;

$rr^+$ : vetor ( $ng \times 1$ ) com as taxas de rampa para tomada de carga dos geradores;

$M_{int}$ : matriz  $[(nt-1).3.ng \times nt.6.ng]$  que representa a inclusão das taxas de rampa e acoplamento entre intervalos;

Definindo:

$R^{subs}$ : vetor ( $6.ng \times 1$ ) que reúne os valores de reserva alocadas de cada gerador em cada mercado na seguinte seqüência:  $R_{11}, R_{12}, R_{13}, R_{22}, R_{23}$  e  $R_{33}$ :

$R^{subs} = [R_{11, Ger1} \ R_{11, Ger2} \dots R_{11, Ger\ ng} \ R_{12, Ger1} \ R_{12, Ger2} \dots R_{12, Ger\ ng} \dots R_{33, Ger1} \ R_{33, Ger2} \dots R_{33, Ger\ ng}]$ ;

$R^{total}$ : vetor ( $nt.6ng \times 1$ ) que reúne todos os vetores  $R^{subs}$  para todos os intervalos de tempo

$R^{total} = [R^{subs(t=1)} \ R^{subs(t=2)} \dots R^{subs(t=nt)}]$ ;

$rr^+_{total}$ : vetor  $[(nt-1).3.ng \times 1]$  com os valores das taxas de rampa para tomada de carga dos geradores para o atendimento dos três mercados em todos os intervalos de tempo;

$rr^-_{total}$ : vetor  $[(nt-1)..3ng \times 1]$  com os valores das taxas de rampa para decréscimo de carga dos geradores para o atendimento dos três mercados em todos os intervalos de tempo;

$\tau_{total}$ : vetor  $[(nt-1).3.ng \times 1]$  com os valores de tempo de resposta para o atendimento dos três mercados em todos os intervalos de tempo.

Neste trabalho, conforme já mencionado no Capítulo 2, serão considerados três mercados de reserva: Reg, RG e RNG; identificados respectivamente pelos índices 1, 2 e 3. Então o problema pode ser reescrito como:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} \quad & \min_{R_i} \sum_{i=1}^{nt} (R_1^t \times \lambda_1 + R_2^t \times \lambda_2 + R_3^t \times \lambda_3) \\ \text{s.a.} \end{aligned} \quad (5.2)$$

sujeito a:

$$\left. \begin{aligned} R_1^t &\geq D_1^t \\ R_1^t + R_2^t &\geq D_1^t + D_2^t \\ R_1^t + R_2^t + R_3^t &= D_1^t + D_2^t + D_3^t \end{aligned} \right\} \quad (5.2a)$$

+

(Atendimento às restrições operacionais e  
taxas de rampa)

Neste método a solução ótima fornece o bloco total de potência alocada  $R_i$  de cada mercado e não de forma separada, conforme determinada pelos métodos apresentados no Capítulo 4 ( $R_{11}$ ,  $R_{12}$ ,  $R_{13}$ ,  $R_{22}$ ,  $R_{23}$  e  $R_{33}$ ). No caso da ocorrência de substitutibilidade entre reservas, cabe ao operador utilizar as quantidades disponíveis da forma que for conveniente. A solução encontrada já representa o menor custo de alocação.

Esta separação por agentes foi feita no algoritmo implementado neste trabalho através de uma rotina que considera os blocos alocados em ordem crescente de preços. Por exemplo, se a quantidade de potência alocada para Regulação é maior que a demanda, a quantidade excedente será utilizada para atender mercados de menor qualidade. Vale ressaltar que como o preço de liquidação é uniforme e já foi definido, esta separação é feita apenas para determinar a alocação final de cada agente em cada mercado, não influenciando no desempenho do leilão. Consiste em um pós-processamento a partir da solução ótima

## 5.5 Método de Solução

A função objetivo do Problema (5.2) é não-convexa e depende do parâmetro ' $\lambda$ ' (preço de liquidação de mercado) que não é conhecido *a priori*. Devido a este fato, uma busca sistemática de



combinações se faz necessária o que impede que técnicas padrões de programação linear e não-linear sejam utilizadas (OREN, 2001). Nesta dissertação, conforme já citado, a solução será obtida através de Programação Dinâmica.

A estrutura do problema de Programação Dinâmica utilizada é caracterizada por:

- *Estágios*: 3 estágios que representam os mercados de reserva em ordem hierárquica de qualidade (maior para o menor): Regulação, Reserva Girante e Reserva Não-Girante;
- *Estados*: Os estados de cada estágio representam a quantidade de potência alocada acumulada;
- *Conjunto de estados viáveis*: É o conjunto de estados de cada estágio. As quantidades de potência são discretizadas através de um valor de passo pré-definido, o que implicará no aumento do número de casos analisados e consequentemente no aumento na precisão da solução. Em contrapartida, com o aumento da precisão, o tempo de processamento também se torna maior. O número de estados depende do passo de discretização utilizado.

A primeira etapa consiste em se definir os estados de cada estágio através do mapeamento em um grafo. Este grafo indicará todas as possibilidades de combinações para alocação da demanda dos três mercados, como indicado na Figura 5.1.

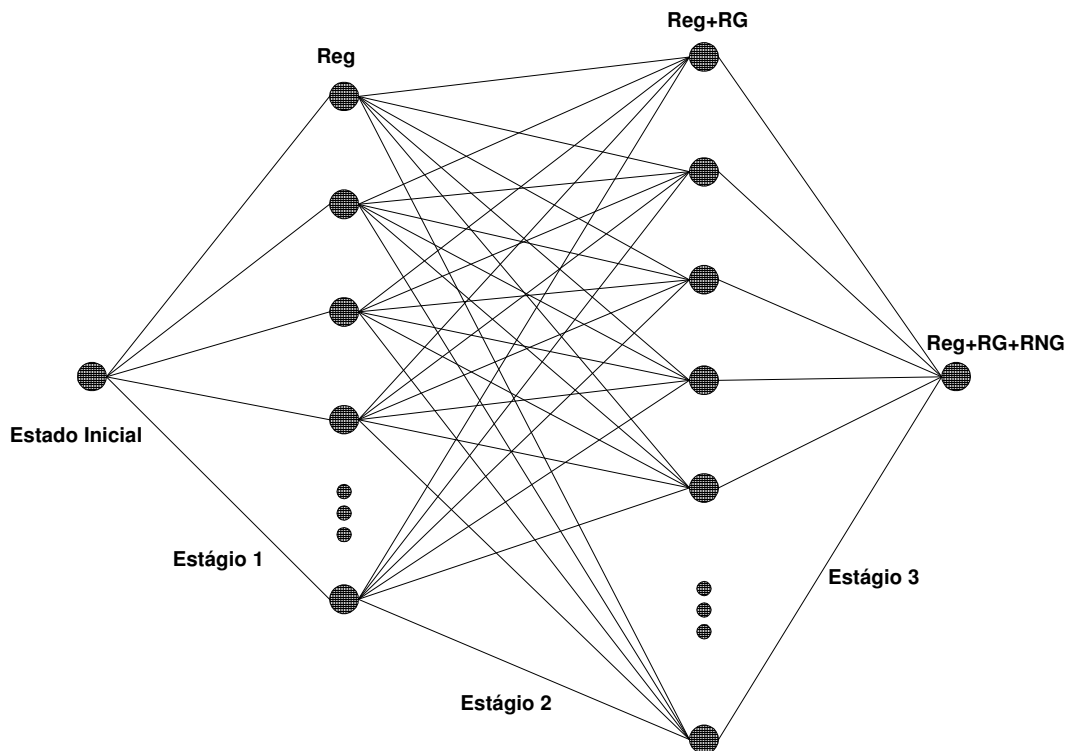


Figura 5.1 – Grafo de estados e estágios do problema.

A seguir são apresentados os critérios para a definição dos limites mínimo e máximo que compõe cada estágio, ou seja, os valores a serem definidos para cada estado do grafo:

a) *Estágio 1 – Alocação de potência para o mercado de Regulação:*

A demanda de Regulação é a demanda de maior qualidade, e por isso não existe possibilidade de substitutibilidade neste estágio. Para a definição dos limites mínimo e máximo da faixa de potência possível de alocação, mapeiam-se as quantidades dentro dos seguintes limites:

- Limite mínimo: Demanda de regulação (caso onde apenas o próprio mercado de regulação é atendido);
- Limite máximo: Demanda combinada total (soma) da demanda para os três mercados (caso extremo onde a demanda de todos os mercados é suprida pelos lances de Regulação).

Caso o montante de ofertas de regulação oferecido pelos agentes seja menor que a demanda combinada para os três mercados, o limite máximo passa a ser fixado pelo valor total de ofertas de regulação disponível.

b) *Estágio 2 – Alocação de potência para os mercados de Regulação + Reserva Girante:*

Neste caso o valor de cada estado representa os valores acumulados de Reg e RG e a faixa de valores deve ser considerada por:

- Limite mínimo: Demanda combinada de Reg e RG (caso onde a demanda de RG é atendida apenas pelos lances de RG e também não contribui para atendimento de RNG);
- Limite máximo: Demanda combinada total para os três mercados (caso em que não há necessidade de utilização dos lances de RNG, pois toda a demanda para este mercado já foi suprida pelos mercados de Reg e RG).

Assim como no primeiro estágio, se a combinação das quantidades disponíveis de Reg e RG for menor que a demanda combinada, o valor máximo passa a ser definido pela soma das quantidades disponíveis.

c) *Estágio 3 – Alocação de Potência para os mercados de Regulação + Reserva Girante + Reserva Não-Girante:*

É representado pelo ponto final do grafo e é definido pela demanda combinada total para os três mercados.

A seguir é apresentado um exemplo onde as demandas para os 3 mercados são de 50 MW com discretização de 5 MW. Considera-se que a soma dos lances ultrapassa o valor máximo das demandas combinadas.

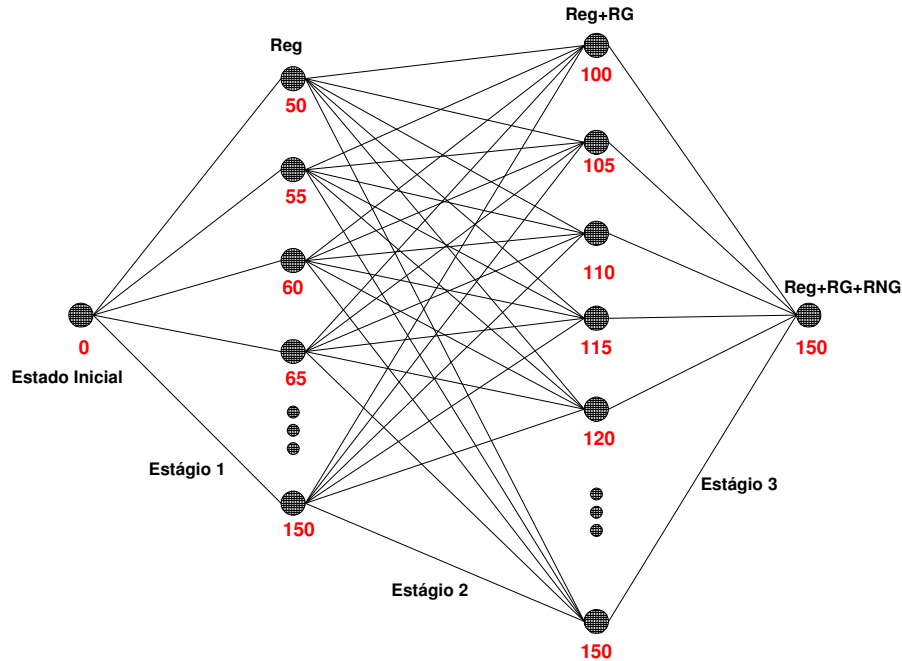


Figura 5.2 – Exemplo da definição do limites do grafo de estados.

- *Conjunto de decisões admissíveis:* Em cada estado, o algoritmo verifica quais transições são viáveis, considerando as quantidades disponíveis de potência ofertadas pelos agentes;
- *Estado inicial:* Ponto inicial do grafo, indicando alocação nula de reserva (0 MW);
- *Custo elementar l:* Para cada transição do conjunto de decisões admissíveis, é calculado o valor da transição e este valor é armazenado. Os valores dos preços de liquidação considerados para este cálculo dependem do montante de potência de cada mercado que está sendo utilizado na transição. Na Seção 5.6 será analisada com maiores detalhes a forma de estabelecer o preço de liquidação.

Com a análise de todos os estados em todos os estágios, todas as trajetórias geradas pelas políticas admissíveis são armazenadas, sendo que a transição no terceiro estágio já considera apenas o caminho ótimo baseado no princípio da otimalidade.

O problema consiste então, em encontrar retroativamente, a política admissível que minimiza a função objetivo, que neste caso corresponde ao Problema (5.2).

Definindo-se as seguintes variáveis adicionais:

$Q1$  : Quantidade de potência alocada no 1º estágio ( $Q1=R_1$ )

$Q2$  : Quantidade de potência alocada no 2º estágio ( $Q2=R_1+R_2$ )

$Q3$  : Quantidade de potência alocada no 3º estágio ( $Q3=R_1+R_2+R_3$ )

$[X_i]_a$  : vetor que representa o conjunto de estados viáveis que compõe o grafo ao fim do estágio 'a'. Sua dimensão varia de acordo com a precisão (passo de discretização) escolhido;

$V(X_i, X_{i+1})$  : representa o custo da transição entre os estados  $X_i$  e  $X_{i+1}$ ;

$f_a(X_i)$  : representa o mínimo custo para se chegar em um determinado estado  $X_i$  ao fim do estágio 'a', começando no ponto inicial;

o problema de programação dinâmica determinística de três estágios que representa o mínimo custo para o problema do CR pode ser enunciado como:

$$\left[ \begin{array}{c} \text{Min}_{D_3=Q_3 \geq Q_2} \left[ \begin{array}{c} (D_3 - Q_2) \times \lambda_3(W_3) + \\ \text{Min}_{Q_2 \geq Q_1 \geq D_1} \left[ \begin{array}{c} (Q_2 - Q_1) \times \lambda_2(W_2) \\ + Q_1 \times \lambda_1(W_1) \end{array} \right] \end{array} \right] \end{array} \right] \quad (5.3)$$

onde:

$$W_3 = D_3 - Q_2;$$

$$W_2 = Q_2 - Q_1;$$

$$W_1 = Q_1;$$

e  $\lambda(.)$  indica que  $\lambda$  é uma função do argumento indicado.

A etapa retroativa é feita através da análise de vetores e matrizes de transição definidos para cada estágio. Tais vetores e matrizes contêm os custos elementares de cada transição, indicando assim os pontos que compõem a trajetória ótima conforme descrito a seguir:

$$\begin{aligned}
 1^{\circ} \text{ estágio} &= \begin{bmatrix} l_1 \\ l_2 \\ l_3 \\ \vdots \\ l_{n1} \end{bmatrix} \quad 2^{\circ} \text{ estágio} = \begin{bmatrix} l_{1,1} & l_{1,2} & l_{1,3} & \cdot & \cdot & l_{1,n2} \\ l_{2,1} & l_{2,2} & l_{2,3} & \cdot & \cdot & \cdot \\ l_{3,1} & l_{3,2} & l_{3,3} & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ l_{n1,1} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & l_{n1,n2} \end{bmatrix} \quad 3^{\circ} \text{ estágio} = \begin{bmatrix} l_1 \\ l_2 \\ l_3 \\ \vdots \\ l_{n2} \end{bmatrix};
 \end{aligned}$$

onde:

$n1$ : dimensão do vetor de estados viáveis ao fim do primeiro estágio  $[X_i]_1$ , e

$n2$ : dimensão do vetor de estados viáveis ao fim do segundo estágio  $[X_i]_2$ .

A etapa retroativa inicia-se pelo vetor do 3º estágio. O valor mínimo desse vetor indica a solução ótima do problema. Através do índice da linha que contém a solução busca-se na matriz do 2º estágio em sua respectiva coluna o valor mínimo, que indicará a linha do vetor do primeiro estágio. Neste processo as posições indicam o percurso ótimo no grafo.

A Figura 5.3 apresenta o algoritmo em diagrama de blocos elaborado para o problema do Comprador Racional.

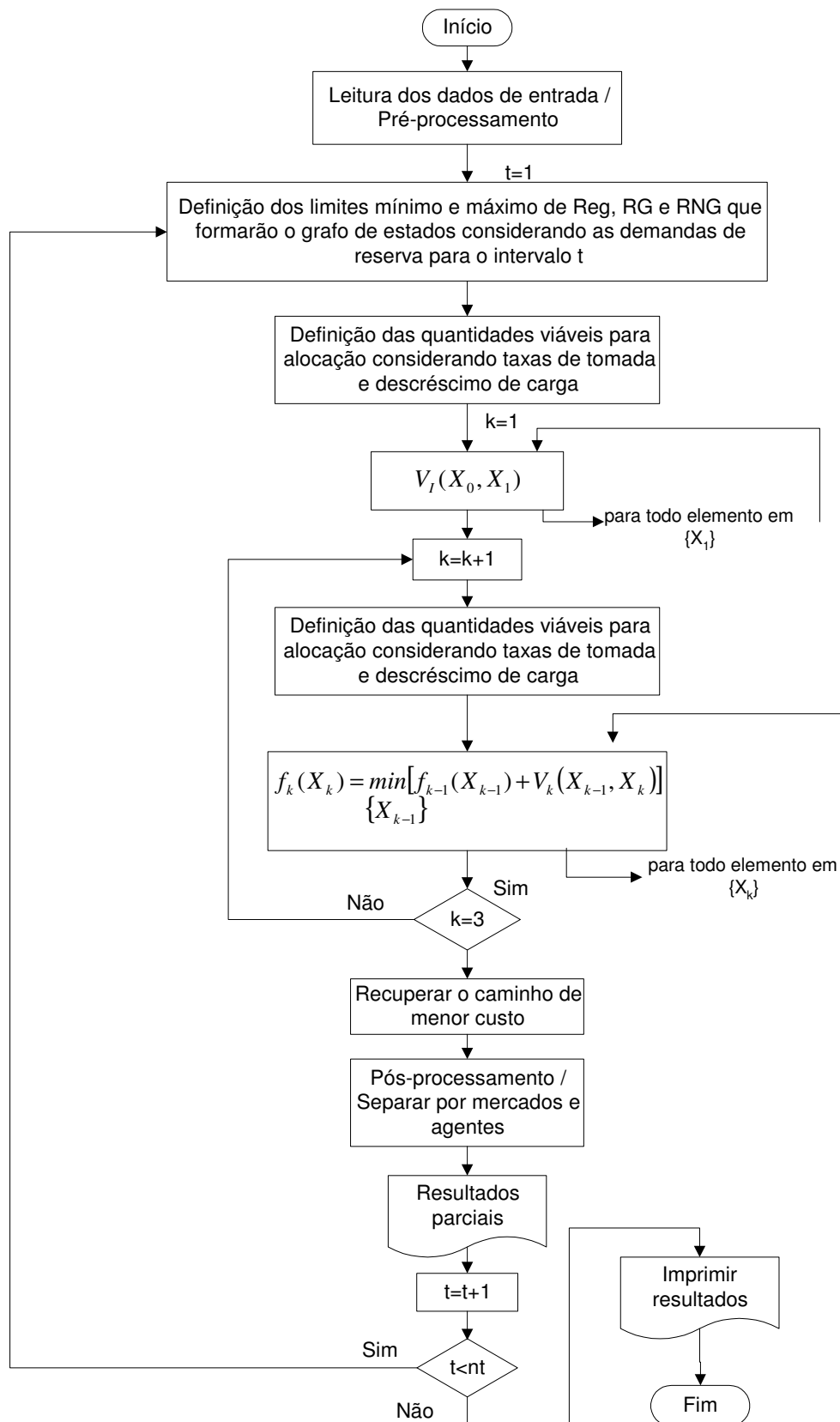


Figura 5.3 – Fluxograma para o método do Comprador Racional.

## 5.6 Forma de Remuneração

A forma de remuneração adotada neste método é semelhante ao método do Mínimo Custo Social Revelado, ou seja, pagamento uniforme baseado no preço de liquidação de mercado. Neste caso, como a solução é obtida de forma combinacional, não é possível obter os preços de liquidação a partir do processo de otimização.

O algoritmo implementado considera os lances em ordem crescente e portanto o preço de liquidação é obtido conforme mostrado na Figura 5.4 ou seja, considerando o mais alto lance aceito em cada mercado.

Na implementação do algoritmo durante o processo de análise dos custos associados a cada transição viável, considera-se que a partir do momento que o nível de potência requerida ultrapassa a quantidade disponibilizada por um dado agente, o valor de liquidação passa a ser fixado pelo preço de liquidação do agente subsequente, conforme ilustrado na figura 5.4.

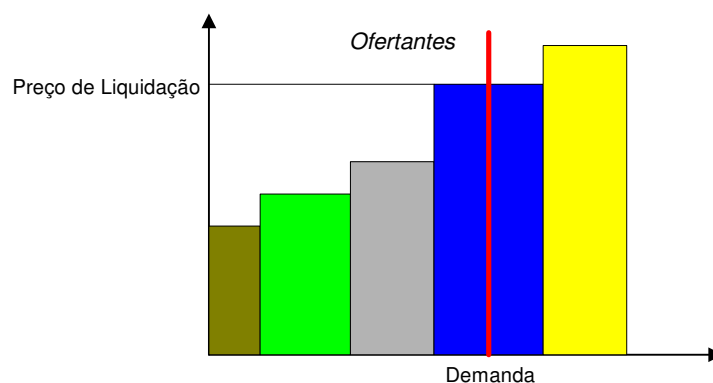


Figura 5.4 – Preço de liquidação para um mercado 'X'.

## 5.7 Conclusões

Neste capítulo aborda-se o método de Comprador Racional para a obtenção da alocação ótima de reservas operativas. Mostra-se que devido ao fato da função objetivo depender de parâmetros não conhecidos *a priori*, técnicas tradicionais de programação linear não podem ser utilizadas. Este problema é contornado através do emprego de Programação Dinâmica. São apresentadas a formulação matemática e o método de solução adotado. Por fim, estipula-se a regra

que define a forma de remuneração, que neste caso não é obtida via processo de otimização. No Capítulo 6 serão apresentados resultados de simulações e comparações com os métodos apresentados no Capítulo 4.



# CAPÍTULO VI

## 6. RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

### 6.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados resultados de simulações utilizando os algoritmos elaborados e descritos nos Capítulos 4 e 5. As análises serão feitas dando enfoque aos impactos que cada método pode trazer em relação a pontos de eficiência da operação do sistema e, quando possível, analisar também alguns aspectos econômicos característicos de cada solução. Na Seção 6.2 é apresentado o primeiro caso, onde considera-se um cenário fixo de demanda de reservas operativas. Este caso conta com diversas subseções para a análise de pontos descritos no decorrer do trabalho. Na sequência, a Seção 6.3 apresenta os resultados para o segundo caso, onde a alocação é feita seguindo uma curva de demanda prevista. Por fim, na Seção 6.4 serão feitas considerações finais sobre os casos e métodos analisados.

### 6.2 Caso 1 - Sistema IEEE de 30 Barras e 6 Geradores com Demanda Fixa

O Caso 1 representa um cenário baseado no sistema teste IEEE de 30 barras com 6 geradores. O objetivo das simulações é encontrar a alocação ótima dos requisitos de reservas operativas estabelecidos pelo operador do sistema utilizando para isso os algoritmos descritos nos Capítulos 4 e 5.

Neste cenário, conforme já citado durante a formulação dos métodos, supõe-se que os requisitos de energia já foram atendidos e os agentes entram no mercado competitivo submetendo seus lances para o atendimento dos mercados de reserva. Os dados de rede não são utilizados pelos algoritmos. O diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 6.1, com a identificação dos agentes geradores.

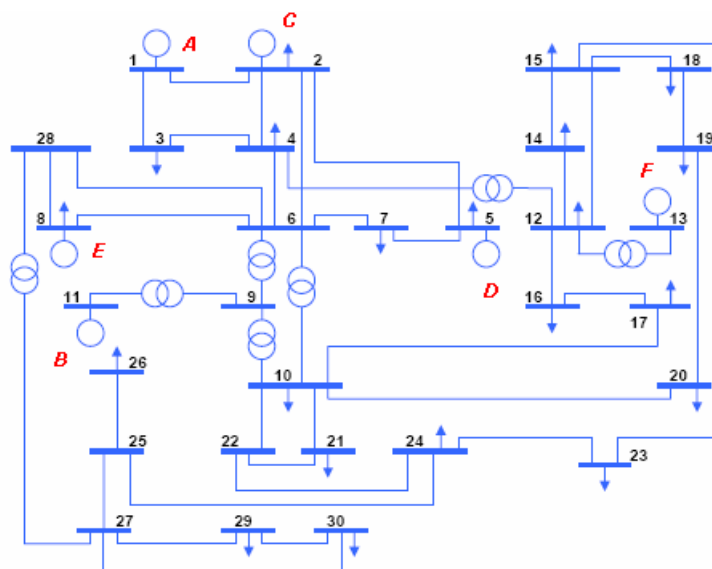


Figura 6.1 – Sistema IEEE 30 barras 6 geradores. (Fonte: COSTA, 2004).

Na Tabela 6.1 são apresentados os requisitos de reserva estabelecidos para cada mercado.

Supõe-se que qualquer gerador conectado ao sistema pode suprir as necessidades estabelecidas, ou seja, não estão sendo consideradas restrições de transmissão ou atendimento por zonas específicas da rede.

Tabela 6.1 – Requisitos de reserva para o sistema – Caso 1.

Mercado	Requisito
Regulação	50 MW
Reserva Girante	90 MW
Reserva Não-Girante	75 MW

Para o atendimento dos requisitos apresentados na Tabela 6.1, os agentes geradores conectados à rede submetem ao operador do sistema, de forma fechada, os seus lances de quantidades e preços. As taxas de rampa também são declaradas. Os valores estão presentes na Tabela 6.2.

Supõe-se que toda a quantidade ofertada é alocável, desde que respeitadas suas taxas de tomada de carga e o tempo de resposta estabelecido pelo operador do sistema.

Para facilitar as análises os métodos do Mínimo Custo Social Revelado, Pagamento Conforme a Oferta e Comprador Racional serão identificados pelas siglas MCSR, PAB (do termo em inglês “Pay as Bid”) e CR respectivamente.

*Tabela 6.2 – Ofertas de potência e dados operacionais dos agentes para o Caso1 (COSTA, 2004).*

Ofertante	Lances Reg		Lances RG		Lances RNG		+s	-s	+ns
	(MW)	(\$/MW)	(MW)	(\$/MW)	(MW)	(\$/MW)	MW/ min	MW/ min	MW/ min
Gerador A	0-45	2,75	0-55	2,55	0	0	3,5	-4,0	3,5
Gerador B	0-30	2,55	0-30	2,15	0-50	1,15	2,5	-2,0	2,0
Gerador C	0	0	0	0	0-60	3,75	0	-4,3	3,3
Gerador D	0-30	2,80	0-30	2,25	0-20	2,15	3,8	-4,0	3,5
Gerador E	0-60	3,90	0-40	3,80	0	0	7,5	-8,0	0
Gerador F	0	0	0-10	2,35	0-20	1,25	2,8	-2,5	2,8

Onde:

- +s: taxa de rampa para acréscimo de carga de unidade sincronizada;
- s: taxa de rampa para decréscimo de carga;
- +ns: taxa de rampa para acréscimo de carga de unidade não sincronizada.

Considera-se que as quantidades requisitadas de reserva destinadas a suprir os mercados de Reg e RG devem estar disponíveis em 10 minutos e a quantidade alocada para RNG em 30 minutos.

Analisando-se os dados da Tabela 6.2, algumas observações podem ser feitas com respeito aos agentes ofertantes:

- O padrão de lances dos geradores está de acordo com o esperado e citado na Seção 4.4 do Capítulo 4, isto é, são ofertados blocos de potência com custos de acordo com a hierarquia de qualidade das reservas;
- O Gerador A faz lances para os mercados de Reg e RG. Trata-se portanto de um gerador participante do CAG. Como o mesmo não oferta para o mercado de RNG, pode-se supor que todas suas unidades geradoras estão sincronizadas à rede e atendendo também ao mercado de energia;
- O Gerador B é o agente com as ofertas mais competitivas mas, em contrapartida, suas taxas de rampas são as mais lentas, fato que delimita a sua participação nos mercados;
- O Gerador C faz lances apenas para o mercado de RNG. Pode-se supor que o mesmo utiliza toda a capacidade já sincronizada de suas unidades no mercado de energia, e seu montante não-sincronizado, provavelmente não competitivo naquele mercado, é ofertado para RNG;
- O Gerador D tem preços atrativos e taxas de rampa que podem atender ao despacho de toda a capacidade ofertada;

- O Gerador E é o agente menos competitivo, mas com as taxas de rampa mais rápidas. Se o requisito de reserva for tal que necessite da participação deste agente, este fato pode aumentar o preço de liquidação do mercado em que ele for selecionado;
- O Gerador F tem preços atrativos, mas sua capacidade ofertada é baixa. Como o mesmo não faz ofertas para o mercado de Reg, não é participante do CAG e provavelmente trata-se de um agente de menor porte.

### 6.2.1 Cenário A – Caso Base

Nesta simulação, considerando os requisitos de reserva e lances feitos pelos geradores anteriormente apresentados, foram obtidos resultados utilizando os três algoritmos implementados. Estes resultados servirão como base para a comparação com os casos subseqüentes.

As quantidades alocadas por cada agente são mostradas graficamente na Figura 6.2. Dados complementares de remuneração, preços de liquidação e custos são apresentados na Tabela 6.3 para o método do MCSR e PAB e na Tabela 6.4 para o método do CR. As parcelas de cada agente considerando a substitutibilidade entre os mercados estão presentes na Tabela 6.5.

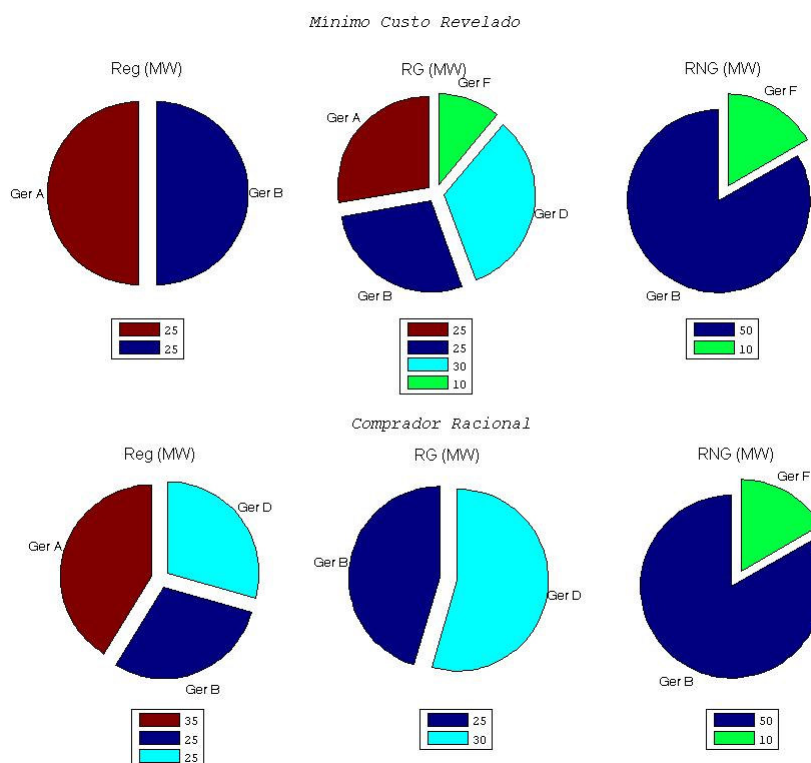


Figura 6.2 – Potências alocadas por agente gerador – Cenário A.

*Tabela 6.3 – Resultados para o Cenário A – MCSR e Pagamento Conforme a Oferta.*

MCSR/PAB									
	Regulação			Reserva Girante			Reserva Não-Girante		
Ofertante	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)		Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)		Pot Aloc	Remuneração(\$)	
		MCSR	PAB		MCSR	PAB		MCSR	PAB
Gerador A	25,00	68,75	68,75	25,00	63,75	63,75	0	0	0
Gerador B	25,00	68,75	63,75	25,00	63,75	53,75	50,00	62,50	57,50
Gerador C	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gerador D	0	0	0	30,00	76,50	67,50	0	0	0
Gerador E	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gerador F	0	0	0	10,00	25,50	23,50	10,00	12,50	12,50
Preço Liq	2,75 \$/MW			2,55 \$/MW			1,25 \$/MW		
Custo total de aquisição das reservas (MCSR): 442,00 \$									
Custo total de aquisição das reservas (PAB): 411,00 \$									
Custo social: 411,00 \$									

*Tabela 6.4 – Resultados para o Cenário A – Comprador Racional.*

Comprador Racional						
	Regulação		Reserva Girante		Reserva Não Girante	
Ofertante	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)
Gerador A	35,00	98,00	0	0	0	0
Gerador B	25,00	70,00	25,00	56,25	50,00	62,50
Gerador C	0	0	0	0	0	0
Gerador D	25,00	70,00	30,00	67,50	0	0
Gerador E	0	0	0	0	0	0
Gerador F	0	0	0	0	10,00	12,50
Preço Liq	2,80 \$/MW		2,25 \$/MW		1,25 \$/MW	
Custo total de aquisição das reservas (CR): 436,75 \$						
Custo social:421,25 \$						

*Tabela 6.5 – Distribuição das potências alocadas Cenário A.*

	<b>MCSR/PAB (MW)</b>						<b>Comprador Racional (MW)</b>					
Ofertante	R11	R12	R13	R22	R23	R33	R11	R12	R13	R22	R23	R33
Gerador A	25			25			25	10				
Gerador B	25			25		50	25			25		50
Gerador C												
Gerador D				30				25		30		
Gerador E												
Gerador F				10		10						10

Analisando-se os resultados obtidos para o Cenário A, destacam-se as seguintes observações:

- Observa-se a ocorrência de substitutibilidade apenas no método do CR entre os mercados de Reg e RG;
- O gerador D participa do mercado de Reg apenas no método do CR;

- Para o método do CR, apenas os agentes B e D são selecionados para o mercado de RG, pois uma parte deste mercado é suprida com lances de Reg. Já para o método do MCSR/PAB, a solução ótima utiliza de 4 agentes no mercado de RG;
- Os geradores A e F são selecionados para o mercado de RG apenas no método do MCSR/PAB,;
- O gerador B tem sua participação nos mercados de Reg e RG limitada, devido à sua taxa de tomada de carga;
- Os preços de liquidação de mercado estão coerentes nos 2 métodos, não ocorrendo reversão de preços;
- A alocação para o mercado de RNG é igual nos 2 métodos;
- Os custos de alocação estão coerentes com a função objetivo minimizada. O custo social é menor no método MCSR/PAB e o custo de aquisição pelo operador é menor no método do CR.

### 6.2.2 Cenário B – Aumento de Demanda de RG

No Cenário B, será considerada a situação onde a demanda de RG sofre um aumento significativo, o que ocorreria por exemplo, devido à possibilidade de contingências no sistema. O requisito estabelecido passa de 90 para 140 MW, conforme a Tabela 6.6. O objetivo desta simulação é verificar a capacidade dos dois métodos de utilizarem lances mais baratos de Reg para também suprir esta demanda. No caso base, conforme já citado, ocorre substitutibilidade apenas no método do CR.

*Tabela 6.6 – Requisitos de reserva para o sistema – Cenário B.*

<b>Mercado</b>	<b>Requisito</b>
Regulação	50 MW
Reserva Girante	<b>140 MW</b>
Reserva Não-Girante	75 MW

A Figura 6.3 e as Tabelas 6.7, 6.8 e 6.8 apresentam os resultados das simulações obtidos para o cenário B. A sequência de apresentação dos resultados é similar ao caso base.



Tabela 6.8 – Resultados para o Cenário B – Comprador Racional.

Comprador Racional						
	Regulação		Reserva Girante		Reserva Não Girante	
Ofertante	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)
Gerador A	35,00	98,00	35,00	89,25	0	0
Gerador B	25,00	70,00	25,00	63,75	50,00	62,50
Gerador C	0	0	0	0	0	0
Gerador D	30,00	84,00	30,00	76,50	0	0
Gerador E	0	0	0	0	0	0
Gerador F	0	0	10,00	25,50	10,00	12,50
Preço Liq	2,80 \$/MW		2,55 \$/MW		1,25 \$/MW	
Custo total de aquisição das reservas (CR): 582,00 \$						
Custo social: 548,00 \$						

Tabela 6.9 – Distribuição das potências alocadas Cenário B.

	MCSR/PAB (MW)						Comprador Racional (MW)					
Ofertante	R11	R12	R13	R22	R23	R33	R11	R12	R13	R22	R23	R33
Gerador A	19,78	15,22		35			25	10		35		
Gerador B	13,59	11,41		25		50	25			25		50
Gerador C												
Gerador D	16,63	13,37		30				30		30		
Gerador E												
Gerador F				10		10				10		10

Analisando-se os resultados obtidos para o Cenário B, destacam-se as seguintes observações:

- Constata-se agora a ocorrência de substitutibilidade entre Reg e RG nos 2 métodos. O gerador mais caro para o mercado de RG (gerador E) não foi necessário em nenhum método, devido ao atendimento com lances de Reg;
- A participação de todos geradores é igual nos 2 métodos, resultando no mesmo custo social mas com diferentes custos de aquisição, devido aos preços de liquidação dos mercados;
- Conforme citado no Capítulo 4, os preços de liquidação no MCSR entre os mercados de Reg e Rg são iguais devido à ocorrência de substitutibilidade;
- Os preços de liquidação permaneceram coerentes nos 2 métodos, não ocorrendo reversão de preços;
- O preço de liquidação dos mercados de Reg e RG no método do MCSR não correspondem a nenhum valor de lance dos geradores, o que pode ocorrer, conforme enfatizado na Seção



4.6.1 do Capítulo 4, como consequência da sensibilidade do custo da solução a variações de demanda;

- Neste caso, como custo social é igual e a forma de remuneração uniforme, o CR se mostrou mais eficiente que o MCSR, do ponto de vista do operador.

### 6.2.3 Cenário C – Tentativa de Reversão de Preços no Mercado de RNG

Observando os dois casos analisados anteriormente, nota-se que o mercado de RNG está sendo atendido sempre pelos geradores B e F. Considerando-se um cenário onde os leilões são similares e repetitivos, os geradores B e F, em comum acordo, aumentam seus lances de RNG em 3\$ visando aumentar o valor do preço marginal de RNG. Com esta alteração, estes agentes deixam de ter o padrão de lances esperado, conforme citado na Seção 4.4 do Capítulo 4.

O objetivo desta análise é testar a robustez dos algoritmos à reversão de preços. A demanda considerada volta a ser a do caso base (Tabela 6.11) e os lances dos agentes com as alterações citadas são apresentados na Tabela 6.10.

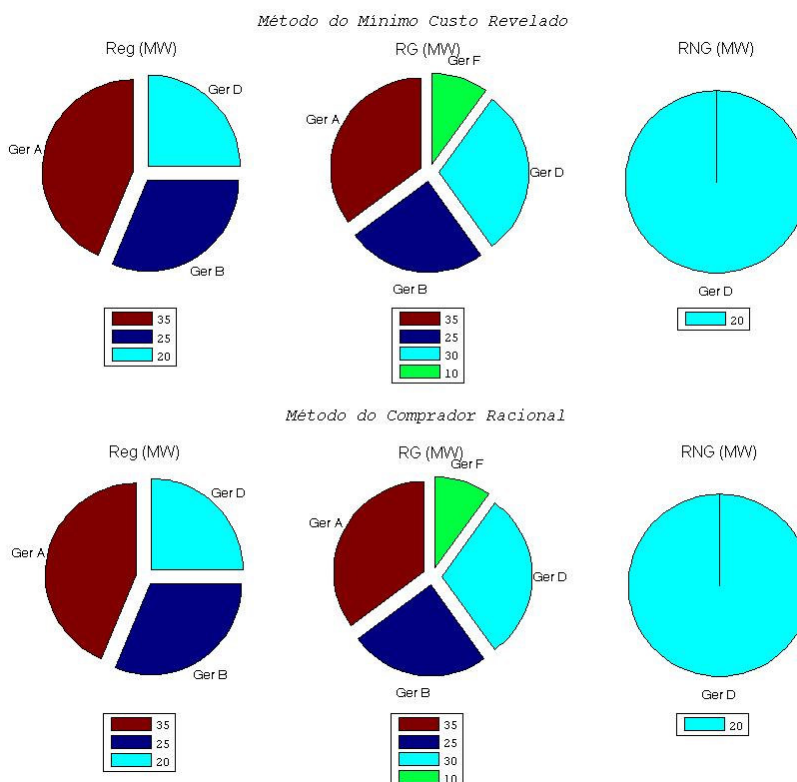
*Tabela 6.10 – Ofertas de potência e dados operacionais dos agentes – Cenário C.*

Ofertante	Lances Reg		Lances RG		Lances RNG		+s	-s	+ns
	(MW)	(\$/MW)	(MW)	(\$/MW)	(MW)	(\$/MW)	MW/min)	MW/min	MW/min
Gerador A	0-45	2,75	0-55	2,55	0	0	3,5	-4,0	3,5
Gerador B	0-30	2,55	0-30	2,15	0-50	<b>4,15</b>	2,5	-2,0	2,0
Gerador C	0	0	0	0	0-60	3,75	0	-4,3	3,3
Gerador D	0-30	2,80	0-30	2,25	0-20	2,15	3,8	-4,0	3,5
Gerador E	0-60	3,90	0-40	3,80	0	0	7,5	-8,0	0
Gerador F	0	0	0-10	2,35	0-20	<b>4,25</b>	2,8	-2,5	2,8

*Tabela 6.11 – Requisitos de reserva para o sistema – Cenário C.*

Mercado	Requisito
Regulação	50 MW
Reserva Girante	90 MW
Reserva Não-Girante	75 MW

Na Figura 6.4 e Tabelas 6.12, 6.13 e 6.14 são apresentados os resultados das simulações obtidos para o Cenário C.



*Figura 6.4 – Potências alocadas por agente gerador – Cenário C.*

*Tabela 6.12 – Resultados para o Cenário C – MCSR e Pagamento Conforme a Oferta.*

MCSR/PAB									
	Regulação			Reserva Girante			Reserva Não Girante		
Ofertante	Pot Aloc (MW)	Remuneração (\$)		Pot Aloc (MW)	Remuneração (\$)		Pot Aloc (MW)	Remuneração (\$)	
		MCSR	PAB		MCSR	PAB		MCSR	PAB
Gerador A	35,00	98,00	96,25	35,00	98,00	89,25	0	0	0
Gerador B	25,00	70,00	63,75	25,00	70,00	53,75	0	0	0
Gerador C	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gerador D	20,00	56,00	56,00	30,00	84,00	67,50	20,00	56,00	43,00
Gerador E	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gerador F	0	0	0	10,00	28,00	23,50	0	0	0
Preço Liq	2,80 \$/MW			2,80 \$/MW			2,80 \$/MW		
Custo total de aquisição das reservas (MCSR): 560,00 \$									
Custo total de aquisição das reservas (PAB): 493,00 \$									
Custo social: 493,00 \$									

Tabela 6.13 – Resultados para o Cenário C - Comprador Racional.

Comprador Racional						
	Regulação		Reserva Girante		Reserva Não Girante	
Ofertante	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)
Gerador A	35,00	98,00	35,00	89,25	0	0
Gerador B	25,00	70,00	25,00	63,75	0	0
Gerador C	0	0	0	0	0	0
Gerador D	20,00	56,00	30,00	76,50	20	43,00
Gerador E	0	0	0	0	0	0
Gerador F	0	0	10,00	25,50	0	0
Preço Liq	2,80 \$/MW		2,55 \$/MW		2,15 \$/MW	
Custo total de aquisição das reservas (CR): 522,00 \$						
Custo social: 493,00 \$						

Tabela 6.14 – Distribuição das potências alocadas cenário C.

	MCSR/PAB (MW)						Comprador Racional (MW)					
Ofertante	R11	R12	R13	R22	R23	R33	R11	R12	R13	R22	R23	R33
Gerador A	22,83	8,63	3,54	25,51	9,49		25		10	25	10	
Gerador B	14,78	7,04	3,18	17,00	8		25			25		
Gerador C												
Gerador D	12,40	4,94	2,66	21,23	8,77	20			20	30		20
Gerador E												
Gerador F				5,64	4,36					10		

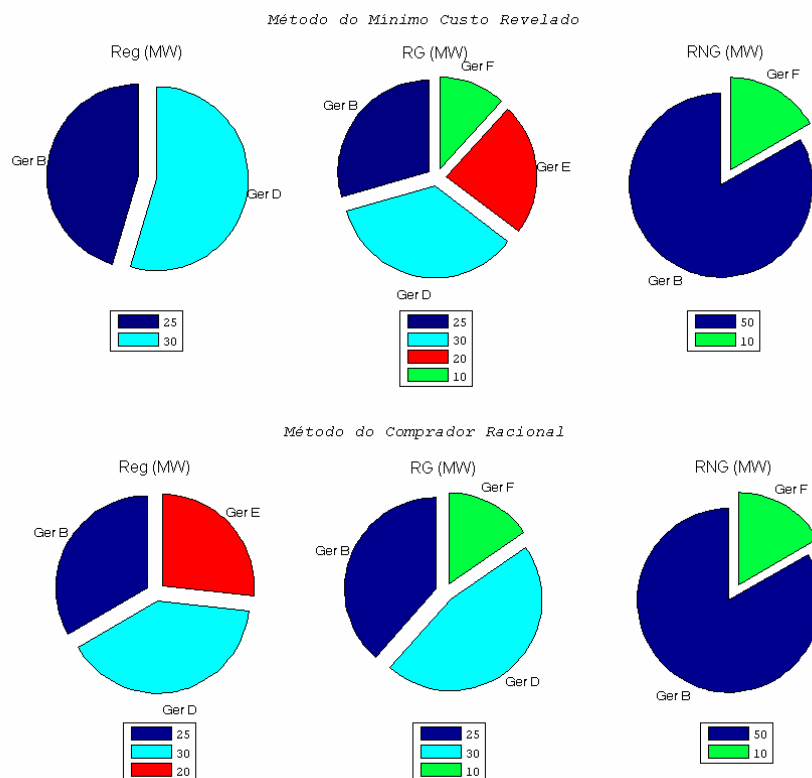
Analisando-se os resultados obtidos para o Cenário C, destacam-se as seguintes observações:

- Devido ao aumento dos lances de RNG, observa-se agora a ocorrência de substitutibilidade entre os 3 mercados nos 2 métodos;
- Os geradores que aumentaram seus lances (B e F) não são chamados para o mercado de RNG nos 2 métodos;
- O gerador D passa a ser o agente mais competitivo no mercado de RNG e é alocado com toda a sua capacidade. O restante da demanda é suprida com lances de Reg e RG, não sendo novamente necessário acionar o gerador C (gerador menos competitivo no mercado de RNG no caso base);
- Observa-se no MCSR que o preço de liquidação é igual em todos os mercados devido à interação entre eles, confirmando o que foi enfatizado na Seção 4.6.1 do Capítulo 4;
- Novamente o custo social é igual para todos os métodos, e o custo de aquisição é menor no CR quando comparado ao MCSR.

### 6.2.4 Cenário D – Perda do Agente Gerador A

Considera-se agora um cenário onde o agente gerador A, com expressiva participação nos casos anteriormente simulados, por algum motivo deixa de atender aos mercados de reserva. O objetivo desta simulação é analisar como os algoritmos farão uso do agente menos competitivo (gerador E), não acionado nos casos anteriores, mas cuja participação será agora necessária para o atendimento dos requisitos de demanda.

Os resultados das simulações são apresentados na sequência na Figura 6.5 e nas Tabelas 6.15, 6.16 e 6.17.



*Figura 6.5 – Potências alocadas por agente gerador – Cenário D.*

Tabela 6.15 – Resultados para o Cenário C – MCSR e Pagamento Conforme a Oferta.

MCSR/PAB									
	Regulação			Reserva Girante			Reserva Não Girante		
Ofertante	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)		Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)		Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	
		MCSR	PAB		MCSR	PAB		MCSR	PAB
Gerador B	25,00	95,00	63,75	25,00	95,00	53,75	50,00	62,50	57,50
Gerador C	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gerador D	30,00	114,00	84,00	30,00	114,00	67,50	0	0	0
Gerador E	0	0	0	20,00	76,00	76,00	0	0	0
Gerador F	0	0	0	10,00	38,00	23,50	10,00	12,50	12,50
Preço Liq	3,80 \$/MW			3,80 \$/MW			1,25 \$/MW		
Custo total de aquisição das reservas (MCSR): 607,00 \$									
Custo total de aquisição das reservas (PAB): 438,50 \$									
Custo social: 438,50 \$									

Tabela 6.16 – Resultados para o Cenário D - Comprador Racional.

Comprador Racional						
	Regulação		Reserva Girante		Reserva Não Girante	
Ofertante	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)	Pot Aloc (MW)	Remuneração(\$)
Gerador B	25,00	97,50	25,00	58,75	50,00	62,50
Gerador C	0	0	0	0	0	0
Gerador D	30,00	117,00	30,00	70,50	0	0
Gerador E	20,00	78,00	0	0	0	0
Gerador F	0	0	10,00	23,50	10,00	12,50
Preço Liq	3,90 \$/MW		2,35 \$/MW		1,25 \$/MW	
Custo total de aquisição das reservas (CR): 520,25						
Custo social: 440.50						

Tabela 6.17 – Distribuição das potências alocadas Cenário D.

Ofertante	MCSR/PAB (MW)						Comprador Racional (MW)					
	R11	R12	R13	R22	R23	R33	R11	R12	R13	R22	R23	R33
Gerador B	22,56	2,44		25			25			25		
Gerador C						50						50
Gerador D	27,44	2,56		30			25	5		30		
Gerador E				20				20				
Gerador F				10		10				10		10

Analisando-se os resultados obtidos para o Cenário D, destacam-se as seguintes observações:

- Para o método do MCRS/PAB, o gerador E é chamado a participar no mercado de RG. Já quando é utilizado o no método do CR, o mesmo gerador é chamado a participar no mercado de Reg;
- O mercado em que o agente gerador E é acionado faz com que o preço de liquidação se torne maior quando comparado aos resultados fornecidos pelo método em que ele não participa, ou

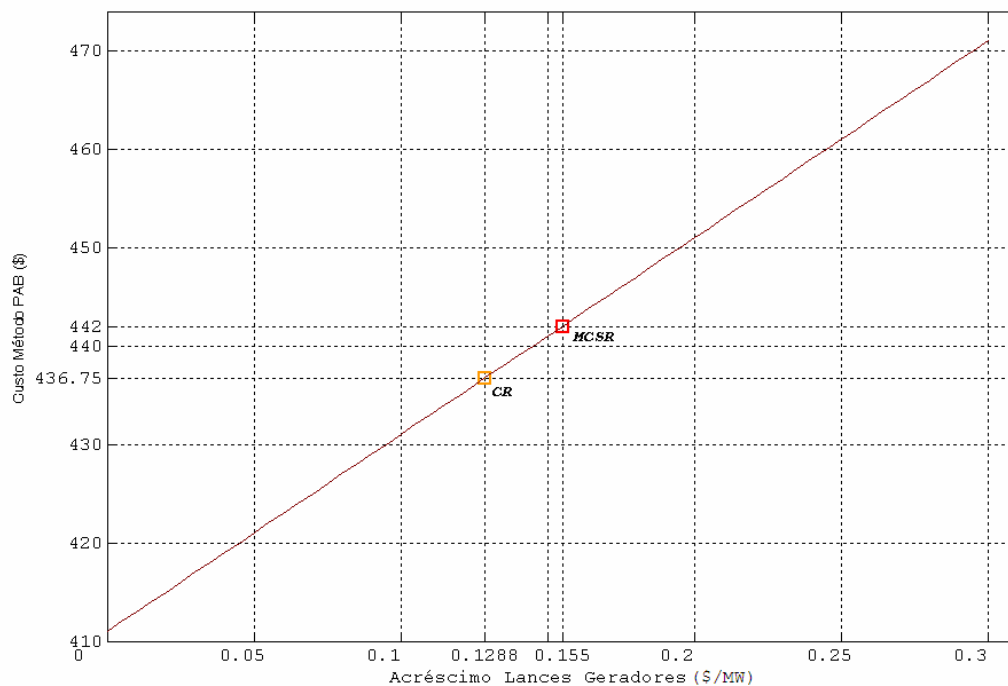
seja, no MCSR/PAB o preço de liquidação do mercado de RG é maior, já para o método do CR o preço de liquidação do mercado de Reg é maior;

- Comparando-se os resultados dos dois métodos, observa-se que o gerador E obtém maiores lucros se participar do mercado de Reg (método do CR). Nas Tabelas 6.14 e 6.15 observa-se que sua remuneração é de 76 \$ no MCSR e PAB e 78 \$ no CR.

#### 6.2.5 Cenário E – Análise Pagamento Conforme a Oferta

Observa-se que os resultados de alocação pelo método do PAB são sempre mais baixos quando comparados ao MCSR e CR. Conforme descrito na Seção 4.3 do Capítulo 4, neste método as ofertas devem ser maiores que os custos de produção, para garantir a obtenção de lucro por parte dos agentes geradores, pois neste caso não existem incentivos para declarar o verdadeiro custo marginal. Se os agentes forem remunerados desta forma tenderão a aumentar seus lances, pois tentarão maximizar seus lucros.

Para esta simulação, os valores dos lances de todos os geradores foram sendo aumentados de forma linear visando verificar o ponto em que os métodos se tornam equivalentes em termos de custos de alocação. A Figura 6.6 mostra essa situação comparando os valores de custos obtidos no caso base (442 \$ para o MCSR e 436,75 \$ para o CR).



*Figura 6.6 – Equivalência entre os métodos MCSR/CR e PAB.*

Observando-se a Figura 6.6, verifica-se que, conforme esperado, o aumento é linear. O custo de aquisição para o método do CR é equivalente ao PAB se os agentes aumentarem os seus lances em 0.1288 \$ e 0.155 \$ para o MCSR. A partir destes valores o método PAB passa a não ser mais vantajoso para o operador.

Este tipo de análise pode ser feita visando observar o comportamento dos agentes num cenário com leilões repetitivos. A tendência é que os agentes se adaptem e consigam prever seus lances de forma a obter maiores lucros, o que pode tornar a estratégia do PAB menos interessante que estratégias de remuneração uniforme.

### 6.3 Caso 2 - Sistema IEEE de 30 Barras e 6 Geradores com Curva de Carga

O Caso 2 também é baseado no sistema teste IEEE de 30 barras com 6 geradores, porém agora o objetivo é alocar as quantidades de reservas para atender a uma *curva de demanda* específica para cada mercado, baseada em uma curva de carga. Não serão considerados acoplamentos entre os intervalos adjacentes. Considera-se que os lances dos agentes são iguais aos do caso base mostrados na Tabela 6.2 para todos os intervalos.

A Figura 6.7 apresenta as curvas de demanda para os três mercados. Os valores individuais para cada intervalo, bem como os resultados numéricos obtidos nas simulações, estão apresentados no Apêndice B.

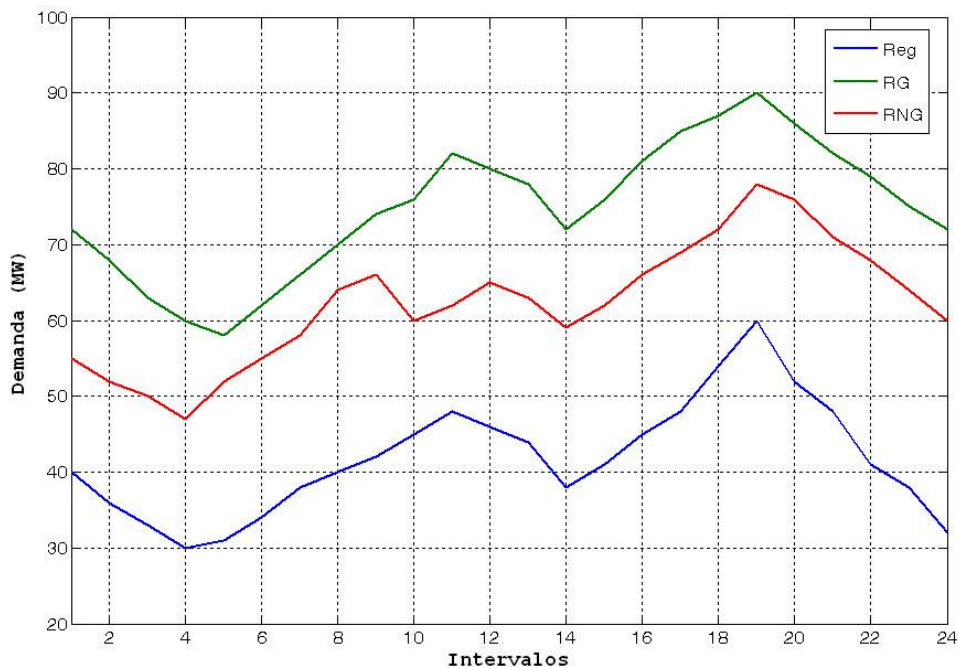


Figura 6.7 – Curvas de demanda para o Caso 2.

A seguir são apresentados os resultados das quantidades alocadas de forma gráfica para os três mercados. Vale ressaltar que os montantes indicados incorporam os valores de migração ocorrida entre os mercados, ou seja, as quantidades alocadas para utilização em mercados de menor qualidade.



As Figuras 6.8 e 6.9 apresentam os resultados no tempo para alocação no mercado de Regulação para os métodos do MCSR/PAB e CR respectivamente.

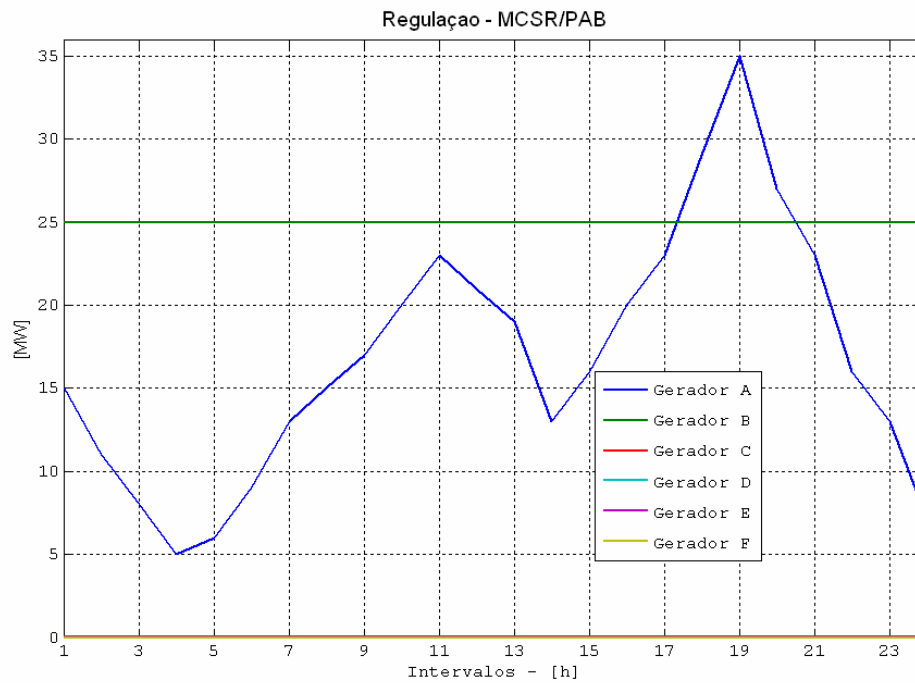


Figura 6.8 – Alocação para o mercado de Reg – MCSR/PAB.

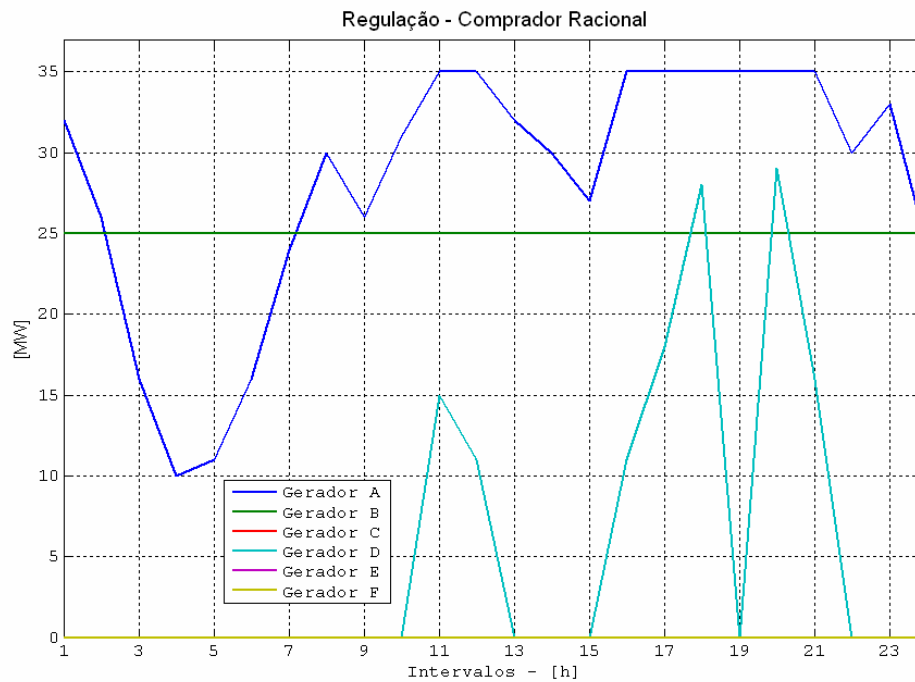


Figura 6.9 – Alocação para o mercado de Reg – CR.

Pode-se observar que, para alocação de Reg, o método MCSR/PAB utiliza apenas os agentes A e B em todo o período considerado. Já para o método do CR a solução insere o gerador D nos períodos de maior demanda, exceto para  $t=19$ .

O Gerador B é o mais competitivo, e portanto é alocado em seu valor máximo em todo o período nos dois métodos. Os geradores A e D assumem as variações de demanda.

As Figuras 6.10 e 6.11 apresentam os resultados no tempo para alocação no mercado de Reserva Girante para os métodos MCSR/PAB e CR respectivamente.

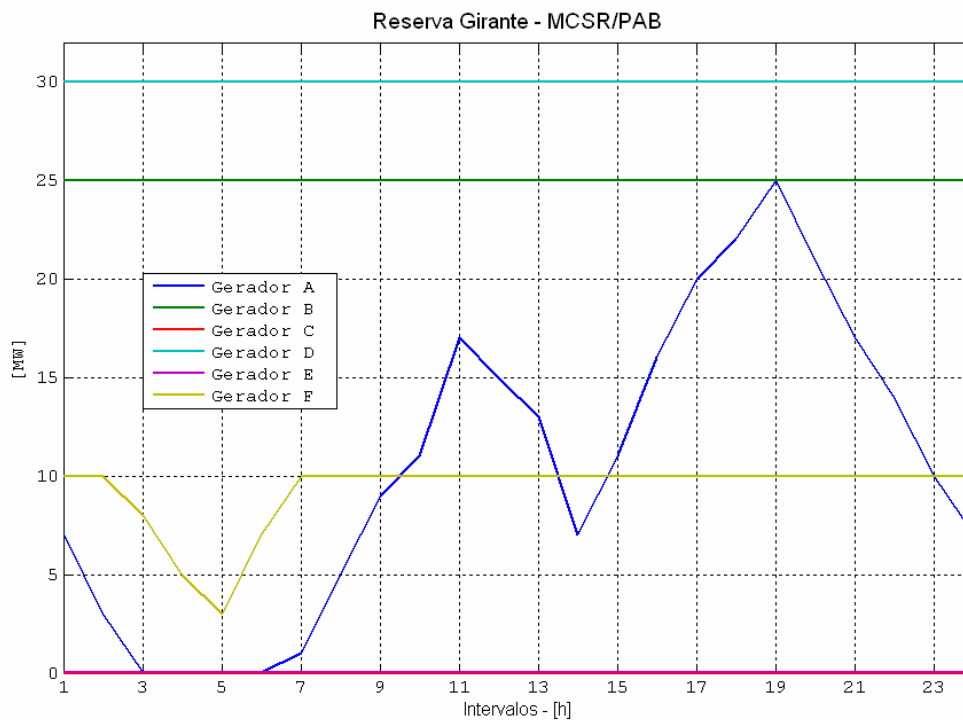


Figura 6.10 – Alocação para o mercado de RG – MCSR/PAB.

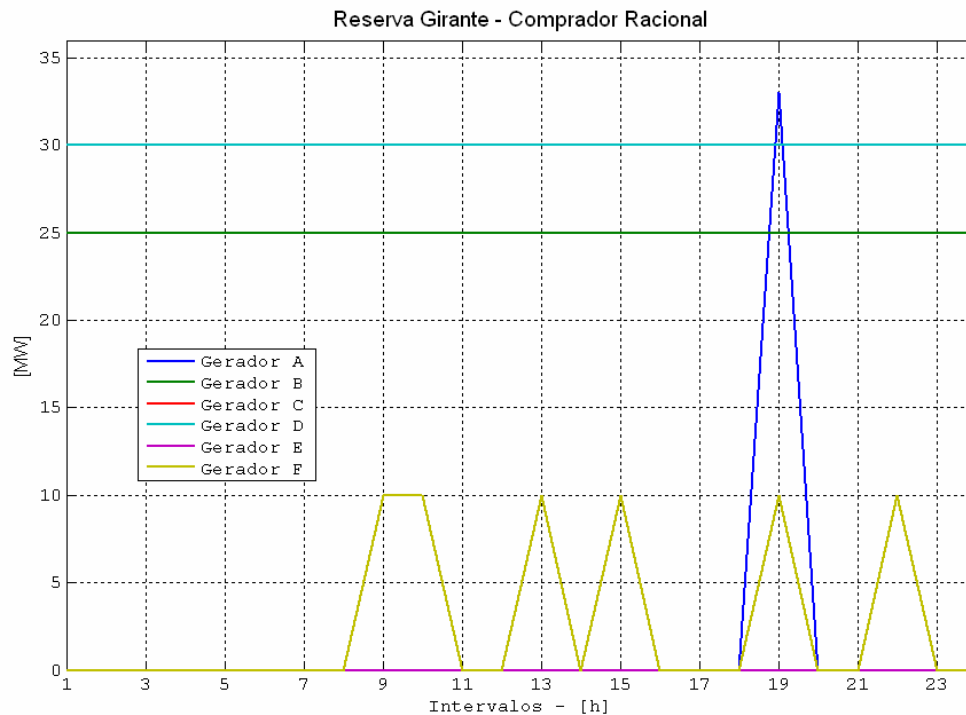


Figura 6.11 – Alocação para o mercado de RG – CR.

Os geradores mais competitivos (B e D) são alocados com potência constante nos dois métodos. O gerador B tem seu valor máximo limitado devido sua baixa taxa de tomada de carga.

No método do MCSR/PAB, o gerador A assume boa parte das variações de demanda enquanto que no CR ele é chamado apenas no intervalo de maior carga. O gerador F participa em todos os intervalos para o MCSR/PAB, enquanto que para o CR aparece apenas nos intervalos de maior demanda.

As Figuras 6.12 e 6.13 apresentam os resultados no tempo para alocação no mercado de Reserva Não-Girante para os métodos MCSR/PAB e CR, respectivamente.

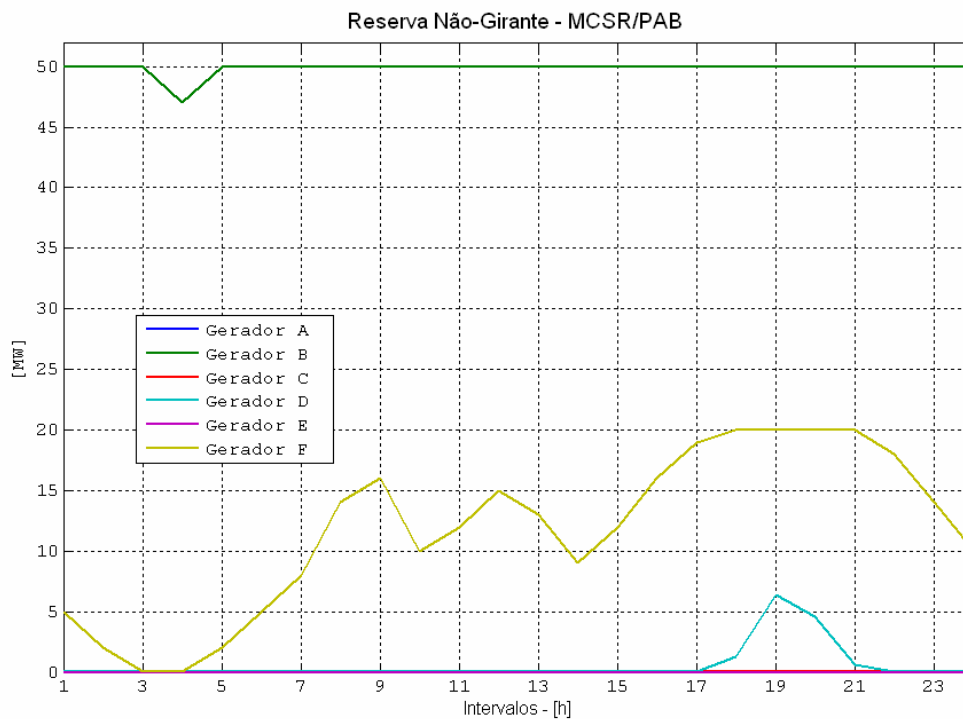


Figura 6.12 – Alocação para o mercado de RNG – MCSR/PAB.

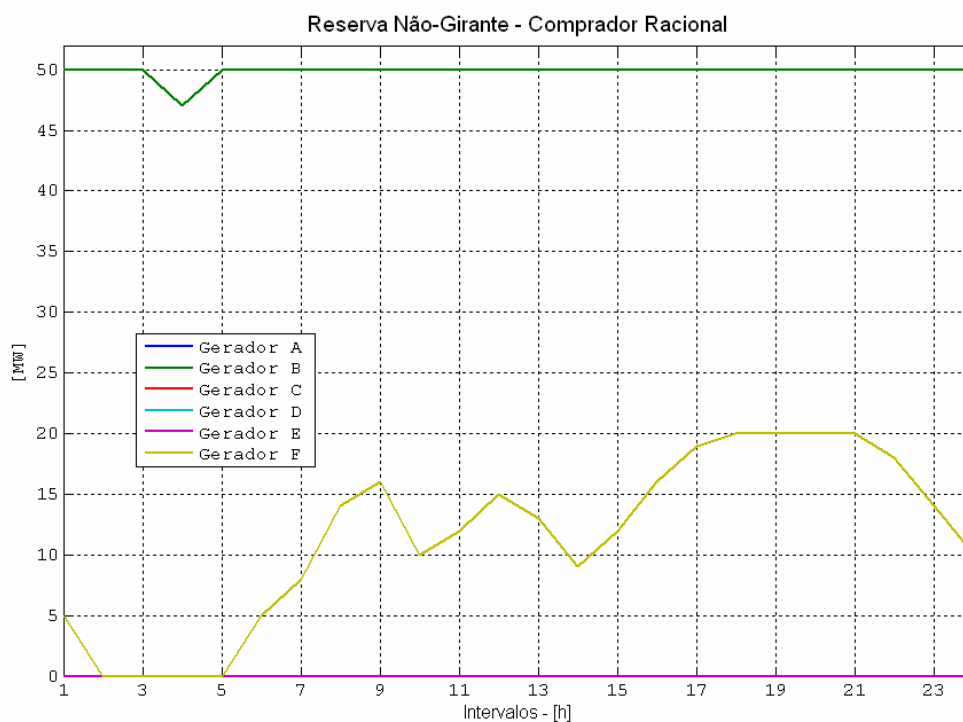


Figura 6.13 – Alocação para o mercado de RNG – CR.

Os resultados obtidos para a alocação de RNG são similares nos dois métodos. Observa-se que o gerador D só participa deste mercado pelo método do MCSR/PAB no período de maior demanda (18 – 21h).

O agente mais competitivo (gerador B) é utilizado em seu valor máximo em todo o intervalo considerado, exceto no período de menor demanda (4 h) onde apenas sua participação atende ao mercado considerado. Neste caso, devido ao tempo de resposta considerado (30 minutos), não existem restrições quanto à sua taxa de tomada de carga. Nos demais intervalos as variações de demanda são compensadas pelos geradores D e F.

A seguir, nas Figuras 6.14 e 6.15, são apresentados os valores dos preços de liquidação de mercado para os métodos do MCSR/PAB e CR respectivamente.

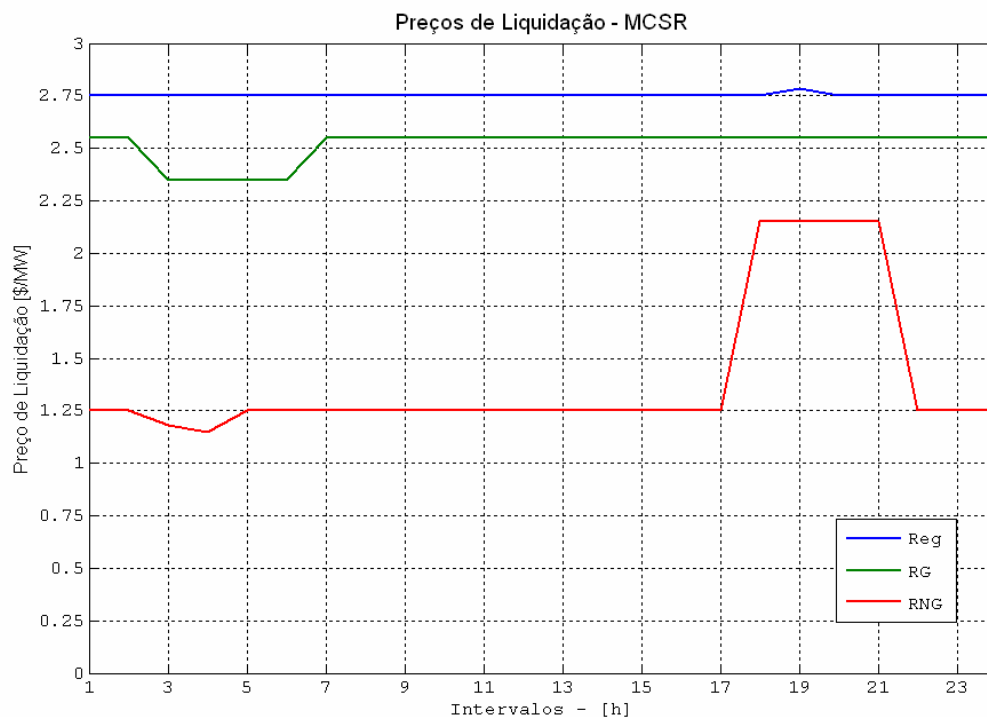


Figura 6.14 – Preços de liquidação de mercado – MCSR/CR.

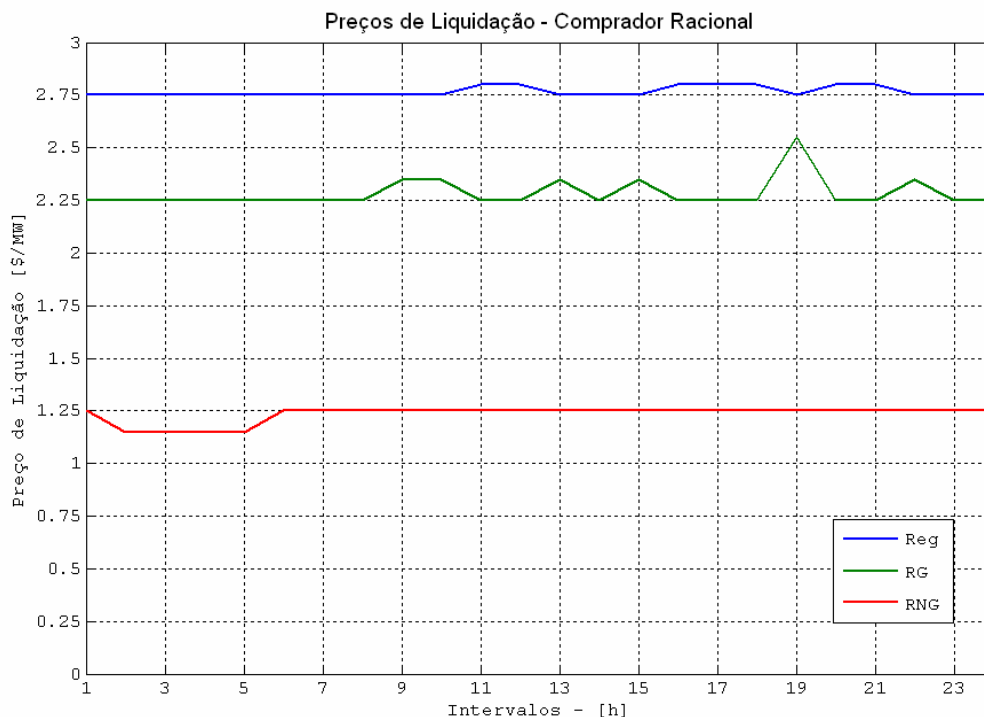


Figura 6.15 – Preços de liquidação de mercado – CR.

Na Figura 6.15 pode-se observar que para o mercado de Reg, os valores para os dois métodos são próximos, com maiores variações no método do CR.

Para o mercado de RG, o valor tende a ser menor no MCSR, com variações nos períodos de maior carga. Por outro lado, no caso do CR, o valor permanece constante a partir do sétimo intervalo.

No mercado de RNG observa-se um aumento significativo do preço de liquidação nos intervalos entra 18 -22 horas apenas no método do MCSR/PAB. Nos demais intervalos os valores são semelhantes nos dois métodos.

A Tabela 6.18 apresenta os valores dos custos sociais e de alocação por intervalos para as simulações do Caso 2. O valor total para todo o período também é apresentada.

Tabela 6.18 – Custos sociais e de aquisição- Caso 2.

Intervalo	MCSR		CR		PAB
	Custo Social (\$)	Custo de Aquisição (\$)	Custo Social (\$)	Custo de Aquisição (\$)	Custo de Aquisição (\$)
1	331,35	362,35	336,75	349,25	331,35
2	306,40	337,40	314,00	321,50	306,40
3	283,30	297,84	286,50	294,00	283,30
4	264,55	277,55	266,55	274,05	264,55
5	268,55	286,55	272,75	280,25	268,55
6	289,95	307,95	292,75	305,25	289,95
7	314,30	345,30	318,50	331,00	314,30
8	337,50	368,50	342,50	355,00	337,50
9	355,70	386,70	357,50	375,50	355,70
10	361,55	392,55	363,75	381,75	361,55
11	387,60	418,60	395,75	411,25	387,60
12	380,75	411,75	388,30	403,80	380,75
13	367,65	398,65	370,25	388,25	367,65
14	330,85	361,85	336,25	348,75	330,85
15	353,05	384,05	355,25	373,25	353,05
16	381,80	412,80	389,55	405,05	381,80
17	404,00	435,00	412,90	428,40	404,00
18	431,15	525,15	442,15	457,65	431,15
19	468,20	564,89	471,40	502,40	468,20
20	431,70	525,70	444,95	460,45	431,70
21	399,75	493,75	408,55	424,05	399,75
22	368,20	399,20	371,00	389,00	368,20
23	344,75	375,75	350,75	363,25	344,75
24	315,60	346,60	321,00	333,50	315,60
Total	8.478,20	9.416,43	8.609,60	8.956,60	8.478,20

Observando-se a tabela 6.18, verifica-se que os valores obtidos estão coerentes com a função objetivo a ser minimizada em cada método. No MCSR o custo social, que pode ser interpretado como eficiência global dos mercados, é menor que no CR onde, em prol de menores custos de alocação esta eficiência fica em segundo plano.

A diferença a ser paga aos agentes é significativa no método do CR, considerando que o pagamento também se dará de forma uniforme assim como no MCSR.

## 6.4 Dados das Simulações

A implementação dos algoritmos foi feita utilizando-se o software Matlab 7.0 em conjunto com um PC de 2,6 Gz e 512 Mb de memória RAM.

Para o método do MCSR/PAB o tempo de processamento variou entre 3 e 51 segundos utilizando-se precisão de  $1 \times 10^{-6}$  no algoritmo de pontos interiores.

Para o método do Comprador Racional, o tempo de processamento da rotina de busca baseada em Programação Dinâmica ficou entre 50 segundos e 6,5 minutos utilizando-se um passo de discretização para a potência de 0,1 MW.

## 6.5 Conclusões

Neste capítulo são analisados resultados de simulações para diversas situações através do uso dos algoritmos implementados. Mostra-se que, devido à liquidação conjunta dos três mercados considerados, os algoritmos tem capacidade de fazer uso de lances mais baratos, incluindo a substitutibilidade na solução ótima. A reversão de preços também é evitada quando existem lances mais competitivos em outros mercados de maior qualidade. Observa-se que os resultados de custos de aquisição e custos sociais estão coerentes com o esperado, dependendo da função objetivo adotada. Os resultados são apresentados considerando um cenário fixo de demanda e também para o atendimento a uma curva de demanda.



## **CAPÍTULO VII**

### **7. CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Com a inserção de competição nos mercados de eletricidade que vem ocorrendo nos últimos anos, os chamados serviços ancilares do sistema ganham destaque. Esta dissertação aborda métodos para liquidação dos serviços ancilares de reservas operativas em ambientes competitivos, os quais são fundamentais para se operar a rede com segurança.

No passado, o suprimento destes serviços era feito de forma mandatória, mas em ambientes competitivos a forma de liquidação deve considerar aspectos relacionados à remuneração e formas justas para a aquisição destes serviços, que são fundamentais à rede mas implicam em custos para seu fornecimento, sejam de operação ou de oportunidade.

A forma mais indicada e que vem sendo utilizada em estruturas desverticalizadas para obter as reservas diz respeito a leilões onde os agentes fazem lances de quantidades e preços, geralmente para um operador do sistema.

Na formação de uma estrutura de leilão, os devidos cuidados devem ser tomados para se evitar problemas que possam implicar em redução de incentivos à participação de agentes provedores nos diversos mercados de serviços ancilares.

Considerando o uso deste tipo de metodologia para a liquidação e alocação das reservas, ferramentas se fazem necessárias para viabilizar análises e possibilitar o estudo de casos.

Neste trabalho, são analisadas três estruturas, denominadas: Método do Mínimo Custo Social Revelado, Método do Comprador Racional e Método do Pagamento Conforme a Oferta. Para cada modelo, algoritmos elaborados permitem obter a liquidação ótima de reservas considerando a interação entre os mercados e levando em conta as taxas de rampas dos geradores. É possível também atender a uma curva de carga acoplando ou não os intervalos adjacentes.

Nos resultados de simulações obtidos para o sistema teste de 6 geradores e 30 barras apresentados no Capítulo 6, observa-se as vantagens da liquidação simultânea dos três mercados de reserva, quando comparado aos resultados de métodos sequenciais, onde a reversão de preços pode

ocorrer. Os métodos apresentados mostram robustez face à reversão de preços se o padrão de lances dos agentes for coerente com o esperado.

A possibilidade de interação entre os mercados de reserva, a chamada substitutibilidade, também foi observada através dos casos de estudo, onde agentes menos competitivos foram chamados a participar do mercado apenas quando o requisito de reserva não possibilitava esta interação.

O método do MCSR fornece os preços de liquidação de mercado através dos multiplicadores de Lagrange das restrições de igualdade. Como estes valores são obtidos diretamente do processo de otimização, refletem o verdadeiro custo das reservas e podem ser usados como incentivos nas estruturas. Em um cenário a longo prazo, este método pode ser vantajoso.

Uma das propostas iniciais da dissertação era a implementação de uma algoritmo eficiente para a resolução do método do Comprador Racional. São utilizados conceitos de Programação Dinâmica e, através de um processo de busca sistemática, o algoritmo apresentado fornece os valores ótimos da solução com um tempo de cálculo aceitável.

O método de Pagamento Conforme a Oferta também é apresentado. Neste método não se pode supor que os agentes são incentivados a oferecer lances com os mesmos valores dos outros métodos, onde a forma de remuneração é uniforme.

Utilizando dos algoritmos propostos foram simulados vários casos e análises comparativas foram feitas, destacando aspectos típicos de problemas neste tipo de estrutura citadas na literatura.

Algumas conclusões a respeito das vantagens e desvantagens de cada método analisado são citadas a seguir:

- Do ponto de vista do operador do sistema, o método do Comprador Racional mostra-se mais eficiente sob forma de remuneração uniforme, considerando que o custo de alocação das reservas é menor;
- Observa-se que o método do Comprador Racional tende a incorporar mais participantes em sua solução. Isto é constatado sobretudo no mercado de regulação nos estudos de caso realizados (ver resultados das Seções 6.2.1, 6.2.4 e 6.3). Esta maior distribuição na prestação deste serviço pode ser considerada um atrativo deste método;
- Do ponto de vista dos agentes, sob forma de remuneração uniforme, o método do Mínimo Custo Social Revelado mostra-se mais eficiente, considerando que os preços de liquidação de cada mercado são obtidos diretamente do processo de otimização e refletem a sensibilidade do custo a variações de demanda. Como mostram os resultados do

Capítulo 6, os preços de liquidação nem sempre equivalem ao valor do mais alto lance aceito em cada mercado, como sempre ocorre no método do Comprador Racional;

- Nos resultados obtidos para o método do Mínimo Custo Social Revelado, os valores dos preços marginais incorporam custos de oportunidade quando um agente é competitivo em um mercado mas, por algum outro motivo deve atender também à demanda de outro mercado. Isto pode ser observado nos resultados obtidos para o Cenário B (Seção 6.2.2) em comparação com o Cenário A (Seção 6.2.1). No Cenário B os agentes geradores A e B atendem também o mercado de RG, devido ao aumento de demanda ocorrido neste mercado. Com isso, sua participação diminui no mercado de regulação em prol do menor custo global. Os preços de liquidação dos mercados de regulação e reserva girante são iguais (3,60 \$) e como pode ser observado não correspondem a nenhum valor de lance dos agentes. Deve também ser mencionado que esta propriedade do método em questão é também enfatizada em trabalhos anteriores (COSTA, 2004);
- Uma vantagem do método do Mínimo Custo Social Revelado em relação ao método Comprador Racional diz respeito à possibilidade da inserção da liquidação conjunta dos mercados de reserva e energia na formulação do problema (COSTA, 2004). Este tipo de solução não é trivial para o método do Comprador Racional, onde o algoritmo utiliza conceitos de programação dinâmica ao invés de métodos clássicos de minimização de problemas de programação linear;
- A utilização do método de Pagamento Conforme a Oferta pode se tornar menos interessante do ponto de vista do operador, considerando que os agentes não são incentivados a oferecer lances próximos do seu custo marginal. Neste método os agentes podem prever o comportamento do leilão e assim adequar seus lances de forma a maximizarem seus lucros, considerando um cenário de leilões similares e repetitivos.

A seguir serão apresentadas sugestões para trabalhos futuros nesta linha de pesquisa:

- Aprofundar o estudo do Método do Pagamento Conforme a Oferta (*Pay as Bid*). Devido ao fato do método considerado remunerar os agentes de forma discriminatória, não havia referência para comparação com os outros métodos que consideram pagamento uniforme. Uma análise realística, por exemplo com dados do mercado do Reino Unido, onde este

método é utilizado, poderia ser feita para vislumbrar os resultados da implementação deste método em outros cenários;

- Elaborar uma análise comparativa com estruturas de mercado onde a liquidação dos mercados é feita de forma seqüencial, destacando assim os pontos positivos da alocação simultânea adotada neste trabalho;
- Elaborar uma análise comparativa para um estudo de caso no cenário nacional, considerando as peculiaridades do sistema, e explorando os pontos econômicos citados neste trabalho. Analisar os possíveis problemas e impactos no cenário nacional;
- Comparação de resultados obtidos com as estruturas de mercado analisadas neste trabalho com o método de remuneração de serviços ancilares de reserva baseado na recuperação de custos (VELASCO, 2004), para um cenário realístico que reproduza os aspectos típicos do sistema elétrico brasileiro.
- Incluir nos algoritmos a possibilidade de obter a solução para os métodos apresentados visando o atendimento a regiões específicas da rede. Neste caso, os requisitos de reserva devem ser atendidos por agentes geradores localizados na região considerada.

## APÊNDICE A

A seguir são apresentadas as matrizes completas das equações das restrições de desigualdade (4.4), (4.7) e (4.8) respectivamente, apresentadas no Capítulo 4, considerando 2 agentes geradores e 3 intervalos de tempo.

Considera-se que as quantidades de reservas para regulação e reserva girante devem estar disponíveis em no máximo 10 minutos. Para a reserva não-girante o tempo máximo é de 30 minutos.

[illegible]







## APÊNDICE B

A seguir são apresentados os valores individuais para cada intervalo, bem como os resultados numéricos obtidos nas simulações para o Caso 2 – Sistema IEEE de 30 barras e 6 geradores com curva de carga apresentado no Capítulo 6.

Intervalo	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
1	40	72	55
2	36	68	52
3	33	63	50
4	30	60	47
5	31	58	52
6	34	62	55
7	38	66	58
8	40	70	64
9	42	74	66
10	45	76	60
11	48	82	62
12	46	80	65
13	44	78	63
14	38	72	59
15	41	76	62
16	45	81	66
17	48	85	69
18	54	87	72
19	60	90	78
20	52	86	76
21	48	82	71
22	41	79	68
23	38	75	64
24	32	72	60

*Requisitos de reserva para o Caso 2 – Capítulo 6.*

Intervalo 1							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	40	72	55	Demanda (MW)	40	72	55
Pot aloc (MW)	40	72	55	Pot aloc (MW)	57	55	55
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	15	7	0	Gerador A	32	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	5	Gerador F	0	0	5
Custo total de aquisição das reserva: 362,35 \$				Custo total de aquisição das reserva: 349,25 \$			
Custo social: 331,35 \$				Custo social: 336,75 \$			

Intervalo 2							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	36	68	52	Demanda (MW)	36	68	52
Pot aloc (MW)	36	68	52	Pot aloc (MW)	51	55	50
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,15
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	11	3	0	Gerador A	26	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	2	Gerador F	0	0	0
Custo total de aquisição das reserva: 337,40 \$				Custo total de aquisição das reserva: 321,50 \$			
Custo social: 306,40 \$				Custo social: 314,00 \$			

Intervalo 3							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	33	63	50	Demanda (MW)	33	63	50
Pot aloc (MW)	33	63	50	Pot aloc (MW)	41	55	50
Lambda (\$/MW)				Lambda (\$/MW)	2,75	2,75	1,15
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	8	0	0	Gerador A	16	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	8	0	Gerador F	0	0	0
Custo total de aquisição das reserva: 297,84 \$				Custo total de aquisição das reserva: 294,00 \$			
Custo social: 283,30 \$				Custo social: 286,50 \$			

Intervalo 4							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	30	60	47	Demanda (MW)	30	60	47
Pot aloc (MW)	30	60	47	Pot aloc (MW)	35	55	47
Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,15	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,15
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	5	0	0	Gerador A	10	0	0
Gerador B	25	25	47	Gerador B	25	25	47
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	5	0	Gerador F	0	0	0
Custo total de aquisição das reserva: 277,55 \$				Custo total de aquisição das reserva: 274,05 \$			
Custo social: 264,55 \$				Custo social: 266,50 \$			

Intervalo 5							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	31	58	52	Demanda (MW)	31	58	52
Pot aloc (MW)	31	58	52	Pot aloc (MW)	36	55	50
Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,15
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	6	0	0	Gerador A	11	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	3	2	Gerador F	0	0	0
Custo total de aquisição das reserva: 286,55 \$				Custo total de aquisição das reserva: 280,25 \$			
Custo social: 268,55 \$				Custo social: 272,75 \$			

Intervalo 6							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	34	62	55	Demanda (MW)	34	62	55
Pot aloc (MW)	34	62	55	Pot aloc (MW)	41	55	55
Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	9	0	0	Gerador A	16	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	7	5	Gerador F	0	0	5
Custo total de aquisição das reserva: 307,95 \$				Custo total de aquisição das reserva: 305,25 \$			
Custo social: 289,95 \$				Custo social: 292,75 \$			

Intervalo 7							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	38	66	58	Demanda (MW)	38	66	58
Pot aloc (MW)	38	66	58	Pot aloc (MW)	49	55	58
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	13	1	0	Gerador A	24	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	8	Gerador F	0	0	8
Custo total de aquisição das reserva: 345,30 \$				Custo total de aquisição das reserva: 331,00 \$			
Custo social: 314,30 \$				Custo social: 318,50 \$			

Intervalo 8							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	40	70	64	Demanda (MW)	40	70	64
Pot aloc (MW)	40	70	64	Pot aloc (MW)	55	55	64
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	15	5	0	Gerador A	30	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	30	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	10	10	14	Gerador F	0	0	14
Custo total de aquisição das reserva: 368,50 \$				Custo total de aquisição das reserva: 355,00 \$			
Custo social: 337,50 \$				Custo social: 342,50 \$			

Intervalo 9							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	42	74	66	Demanda (MW)	42	74	66
Pot aloc (MW)	42	74	66	Pot aloc (MW)	51	65	66
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	17	9	0	Gerador A	26	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	16	Gerador F	0	10	16
Custo total de aquisição das reserva: 386,70 \$				Custo total de aquisição das reserva: 375,50 \$			
Custo social: 355,70 \$				Custo social: 357,50 \$			

Intervalo 10							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	45	76	60	Demanda (MW)	45	76	60
Pot aloc (MW)	45	76	60	Pot aloc (MW)	56	65	60
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	20	11	0	Gerador A	31	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	10	Gerador F	0	10	10
Custo total de aquisição das reserva: 392,55 \$				Custo total de aquisição das reserva: 381,75 \$			
Custo social: 361,55 \$				Custo social: 363,75 \$			

Intervalo 11							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	48	82	62	Demanda (MW)	48	82	62
Pot aloc (MW)	48	82	62	Pot aloc (MW)	48	82	62
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,80	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	23	17	0	Gerador A	35	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	15	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	12	Gerador F	0	0	12
Custo total de aquisição das reserva: 418,60 \$				Custo total de aquisição das reserva: 411,25 \$			
Custo social: 387,60 \$				Custo social: 395,75 \$			

Intervalo 12							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	46	80	65	Demanda (MW)	46	80	65
Pot aloc (MW)	46	80	65	Pot aloc (MW)	71	55	65
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,80	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	21	15	0	Gerador A	35	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	11	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	15	Gerador F	0	0	15
Custo total de aquisição das reserva: 411,75 \$				Custo total de aquisição das reserva: 403,80 \$			
Custo social: 380,75 \$				Custo social: 388,30 \$			

Intervalo 13							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	44	48	63	Demanda (MW)	44	48	63
Pot aloc (MW)	44	48	63	Pot aloc (MW)	57	65	63
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	19	13	0	Gerador A	32	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	13	Gerador F	0	10	13
Custo total de aquisição das reserva: 398,65 \$				Custo total de aquisição das reserva: 388,25 \$			
Custo social: 367,65 \$				Custo social: 370,25 \$			

Intervalo 14							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	38	72	59	Demanda (MW)	38	72	59
Pot aloc (MW)	38	72	59	Pot aloc (MW)	55	55	59
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	13	7	0	Gerador A	30	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	9	Gerador F	0	0	9
Custo total de aquisição das reserva: 361,85 \$				Custo total de aquisição das reserva: 348,75 \$			
Custo social: 330,85 \$				Custo social: 336,25 \$			

Intervalo 15							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	41	76	62	Demanda (MW)	41	76	62
Pot aloc (MW)	41	76	62	Pot aloc (MW)	52	65	62
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	16	11	0	Gerador A	27	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	12	Gerador F	0	10	12
Custo total de aquisição das reserva: 384,05 \$				Custo total de aquisição das reserva: 373,25 \$			
Custo social: 353,05 \$				Custo social: 355,25 \$			

Intervalo 16							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	45	81	66	Demanda (MW)	45	81	66
Pot aloc (MW)	45	81	66	Pot aloc (MW)	71	55	66
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,80	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	20	16	0	Gerador A	35	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	11	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	16	Gerador F	0	0	16
Custo total de aquisição das reserva: 412,80 \$				Custo total de aquisição das reserva: 405,05 \$			
Custo social: 381,80 \$				Custo social: 389,55 \$			

Intervalo 17							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	48	85	69	Demanda (MW)	48	85	69
Pot aloc (MW)	48	85	69	Pot aloc (MW)	78	55	69
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,80	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	23	20	0	Gerador A	35	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	18	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	19	Gerador F	0	0	19
Custo total de aquisição das reserva: 435,00 \$				Custo total de aquisição das reserva: 428,40 \$			
Custo social: 404,00 \$				Custo social: 412,90 \$			

Intervalo 18							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	54	87	72	Demanda (MW)	54	87	72
Pot aloc (MW)	54	87	72	Pot aloc (MW)	88	55	70
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,80	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	29	22	0	Gerador A	35	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	2	Gerador D	28	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	20	Gerador F	0	0	20
Custo total de aquisição das reserva: 525,15 \$				Custo total de aquisição das reserva: 457,65 \$			
Custo social: 431,15 \$				Custo social: 442,15 \$			

Intervalo 19							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	60	90	78	Demanda (MW)	60	90	78
Pot aloc (MW)	60	90	78	Pot aloc (MW)	60	98	70
Lambda (\$/MW)	2,79	2,55	2,15	Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	35	25	0	Gerador A	35	33	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	8	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	20	Gerador F	0	10	20
Custo total de aquisição das reserva: 564,89 \$				Custo total de aquisição das reserva: 502,40 \$			
Custo social: 468,20 \$				Custo social: 471,40 \$			

Intervalo 20							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	52	86	76	Demanda (MW)	52	86	76
Pot aloc (MW)	52	86	76	Pot aloc (MW)	89	55	70
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	2,15	Lambda (\$/MW)	2,80	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	27	21	0	Gerador A	35	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	6	Gerador D	29	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	20	Gerador F	0	0	20
Custo total de aquisição das reserva: 525,70 \$				Custo total de aquisição das reserva: 460,45 \$			
Custo social: 431,70 \$				Custo social: 444,95 \$			

Intervalo 21							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	48	82	71	Demanda (MW)	48	82	71
Pot aloc (MW)	48	82	71	Pot aloc (MW)	76	55	70
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	2,15	Lambda (\$/MW)	2,80	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	23	17	0	Gerador A	35	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	1	Gerador D	16	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	20	Gerador F	0	0	20
Custo total de aquisição das reserva: 493,75 \$				Custo total de aquisição das reserva: 424,05 \$			
Custo social: 399,75 \$				Custo social: 408,55 \$			



Intervalo 22							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	41	79	68	Demanda (MW)	41	79	68
Pot aloc (MW)	41	79	68	Pot aloc (MW)	55	65	68
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,35	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	16	14	0	Gerador A	30	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	18	Gerador F	0	10	18
Custo total de aquisição das reserva: 399,20 \$				Custo total de aquisição das reserva: 389,00 \$			
Custo social: 368,20 \$				Custo social: 371,00 \$			

Intervalo 23							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	38	75	64	Demanda (MW)	38	75	64
Pot aloc (MW)	38	75	64	Pot aloc (MW)	58	55	64
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	13	10	0	Gerador A	33	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	14	Gerador F	0	0	14
Custo total de aquisição das reserva: 375,75 \$				Custo total de aquisição das reserva: 363,25 \$			
Custo social: 344,75 \$				Custo social: 350,75 \$			

Intervalo 24							
MCSR/PAB				Comprador Racional			
	Reg	RG	RNG		Reg	RG	RNG
Demanda (MW)	32	72	60	Demanda (MW)	32	72	60
Pot aloc (MW)	32	72	60	Pot aloc (MW)	49	55	60
Lambda (\$/MW)	2,75	2,55	1,25	Lambda (\$/MW)	2,75	2,25	1,25
Parcelas de cada agente				Parcelas de cada agente			
Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)	Ofertante	Reg (MW)	RG (MW)	RNG (MW)
Gerador A	7	7	0	Gerador A	24	0	0
Gerador B	25	25	50	Gerador B	25	25	50
Gerador C	0	0	0	Gerador C	0	0	0
Gerador D	0	30	0	Gerador D	0	30	0
Gerador E	0	0	0	Gerador E	0	0	0
Gerador F	0	10	10	Gerador F	0	0	10
Custo total de aquisição das reserva: 346,60 \$				Custo total de aquisição das reserva: 333,50 \$			
Custo social: 315,60 \$				Custo social: 321,00 \$			

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMEIDA, K. C.; SALGADO, R. S.; 2006. *Métodos Matemáticos Aplicados à Engenharia*. Notas de Aula Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica., Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- ALVARADO, F.; 1996. Methods for Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (5.: Maio 1996: Recife, Pernambuco) *Anais*. Pernambuco. P. 27-49.
- ANEEL – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; 2007. *Regras de Comercialização*, Módulo 6 – Encargos de Serviço do Sistema. Disponível em: <http://www.ccee.org.br> Jun. 07.
- ARAÚJO, Carolina F.; 2006a. *Leilões de Títulos Públicos: Caso dos Títulos Pós-Fixados no Brasil*. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) – Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, Brasil.
- ARAÚJO, J. L. R. H.; 2006b. The case of Brazil: Reform by trial and error? In: IAEE INTERNATIONAL CONFERENCE. (Jun, 2006) *Proceedings*.
- ARDUINO, A.; 1972. Programação Dinâmica. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia. UFRJ Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ: Publicação Didática.
- BORGES, C. L. T.; 2005. *Capítulo 13 - Reserva Operativa*. Notas de Aula Curso de Confiabilidade de Sistemas de Potência, Programa de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil.
- BRASIL; 2003. Resolução n. 265, de 10 de junho de 2003. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão. Diário Oficial da República Federativa do Brasil (11 de junho de 2003) Brasília, seção 1, v. 140, n. 111, p.65.
- CASTRONUOVO, Edgard D.; 2001. *Aplicação de Métodos de Pontos Interiores no Fluxo de Potência Ótimo Não-Linear com Utilização de Processamento de Alto Desempenho*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.

- CORREIA, T. B.; CORREIA, P. B.; BAJAY, S. V.; 2004. Teoria dos Leilões e Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (Itajubá, MG) *Anais*.
- COSTA, A. L.; SIMÕES COSTA, A.; 2004. Energy and Spinning Reserve Markets through Dynamic Optimal Power Flow. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (9.: Maio 2004: Rio de Janeiro, RJ) *Anais*. Rio de Janeiro, 2004.
- COSTA, Andréa L.; 2004. *Alocação Ótima Conjunta de Energia e Reservas Operativas Baseada em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- COSTALONGA, Isabela R.; 2003. *Leilões de Energia Elétrica Uma Alternativa para o Brasil?*. Dissertação (Mestrado em Economia da Regulação e Defesa da Concorrência) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília. Brasília/DF, Brasil.
- GRANVILLE, S.; 1994. Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1 (Feb), p. 136-146.
- GUAN, X.; YU-CHI H.; PEPYNE, D. L.; 2001. Gaming and Price Spikes in Electric Power Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 3 (Aug).
- HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G.; 1996. *Unlocking the GRID*. In: *IEEE Spectrum Review*, v. 33 n. 7 (Jul), p. 20-25.
- KIRBY, B.; HISRT, E.; 1996. Unbundling Electricity: Ancillary Services. *IEEE Power Engineering Review*, v. 16 n. 6 (Jun), p. 5-6.
- KIRCHEN, D.; STRBAC, G.; 2004. *Power System Economics*. Great Britain, UK: John Wiley & Sons, Ltd.
- KLEMPERER, P.; 2004. *Auctions: Theory and Practice*. New Jersey, USA: Princeton University Press.
- KUNDUR, P.; 1994. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, THE EPRI, Power System Engineering Series.
- LIU, Y.; ALAYWAN, Z.; ROTHLEDER, M. et al.; 2000: A Rational Buyer's Algorithm used for Ancillary Service Procurement. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING (Jan, 2000) *Proceedings*. v.2, p.855-860.

- LIU, Y.; ROTHLEDER, M.; ALAYWAN, Z. et al.; 2002: Implementing Rational Buyer's Algorithm at California ISO. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING (Jan, 2002) *Proceedings*. v.2, p.1293-1298.
- MA, X.; SUN, D.; 1998. Energy and Ancillary Service Dispatch in a Competitive Pool. *Power Engineering Review*, (Jan), p. 54-56.
- MASILI, G. S.; SILVA, A. J.; LANZOTTI, C. R. et al.; 2003. Mecanismo de leilão e a formação de preços da energia no Brasil. In: CONGRESSO LATINO AMERICANO DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Novembro 2003: São Pedro, SP) *Anais*. São Paulo, 2003.
- MATSUDO, Eduardo.; 2001. *A Reestruturação Setorial e os Reflexos sobre o Planejamento e os Estudos de Mercado das Distribuidoras de Energia Elétrica*. (Mestrado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo/SP, Brasil.
- OLIVEIRA, A. R. L.; SOARES FILHO, S.; 2003. Métodos de Ponto Interiores para Problema de Fluxo de Potência Ótimo DC. *Revista Controle & Automação*. Vol. 14. n. 3. Jul/Ago/Set 2003. p. 278-285.
- ONS – Operador Nacional do Sistema; 2001. *Procedimentos de Rede*, Submódulo 10.8 Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal. Disponível em: <http://www.ons.org.br> Jun. 07.
- ONS – Operador Nacional do Sistema; 2003. *Procedimentos de Rede*, Módulo 14 Administração dos Serviços Ancilares. Disponível em: <http://www.ons.org.br> Jun. 07.
- OREN S. S.; 2001. Design of Ancillary Service Markets. In: 34<sup>th</sup> Hawaii International Conference on System Sciences. *Proceedings*. Maui, Hawaii, (January 3-6, 2001), IEEE Computer Society.
- OREN S. S.; KAMAT R.; 2002. Rational Buyer Meets Rational Seller: Reverses Market Equilibria under Alternative Auction Designs. *Journal of Regulatory Economics*, 21:3 p.247-288, 2002.
- PAPALEXOPOULOS, A.; SINGH, H.; 2001: On the Various Design Options for Ancillary Services Markets. In: 34<sup>th</sup> HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES (Jan, 2001) *Proceedings*.
- REBOURS, Y.; KIRSCHEN, D.; 2005. *A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services*. The University of Manchester. Disponível em: <http://www.eee.manchester.ac.uk/research/groups/eeps/publications> Jun. 2007.

- REN, Y.; GALIANA, F.; 2004a. Pay-as-Bid versus Marginal Pricing – Part I: Strategic Generator Offers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4 (Nov).
- - - -; 2004b. Pay-as-Bid versus Marginal Pricing – Part II: Market Behavior Under Strategic Generator Offers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4 (Nov).
- SILVA, E. L.; 2001a. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 1ª edição. Porto Alegre, RS: Editora Sagra Luzzatto.
- SILVA, Fábio S.; 2005. *Modelo de Formação de Preços para Serviços Ancilares de Reserva*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. Brasília/DF, Brasil.
- SILVA, Leonardo X.; 2001b. *Reserva de Potência Operativa como Serviço Ancilar: Mecanismo de Mercado para Aquisição e Revenda*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil.
- SIMÕES COSTA, A.; 2004. *Operação de Sistemas Interligados*. Notas de Aula Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil. Disponível em : <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/> Jun. 2006.
- - - -; 2006. Serviços Ancilares. Notas de Aula Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil. Disponível em : <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/> Jun, 2006.
- SOUZA, A.; DECKER, I. C.; 2002. Serviços Ancilares no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (14.: Set. 2-5,2002: Natal, Rio Grande do Norte) *Anais*. Natal, RN, 2002. p. 2355-2360.
- UTURBEY, Wadaed; 2002. *Modelagem de Efeitos Intertemporais no Fluxo de Potência Ótimo: Abordagem pelo Lado da Demanda*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- VARIAN, H. R.; 1992. *Microeconomic Analysis*. 3a edição. University of Michigan. New York, NY: Norton & Company, Inc.
- VELASCO, Carlos Juarez; 2004. *Metodologia para o Cálculo do Preço do Serviço e da Remuneração dos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas*. Tese (Doutorado em

Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil.

WOLFSTETTER, E.; 1999. *Topics in Microeconomics - Industrial Organization, Auctions, and Incentives*. Cambridge University Press. New York, NY.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; 1996. *Power Generation, Operation and Control*. 2a edição. New York, NY: John Wiley & Sons.